



**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Grado en Ingeniería Electromecánica

---

## **Trabajo Fin de Grado**

*Metodología para el estudio del impacto de la  
generación distribuida en la protección de  
sobreintensidad en la red de distribución de media  
tensión*

Francisco de Paula Oteros Ruiz

Tutor: Lázaro Alvarado Barrios

Sevilla, Julio de 2020



# Agradecimientos

*A mis padres, por iniciar mi camino hacia un futuro mejor, por sus enseñanzas, por inculcarme la importancia de una enseñanza de calidad no solo para autoestima personal sino para ser una persona que contribuya con la sociedad.*

*A mi abuelo en especial, que nunca dejó de creer en mi capacidad para salir adelante y a toda mi familia.*

*A mis amigos más cercanos por sus consejos y buenos momentos porque son la familia que no se escoge y te ayudan a centrarte, a animarte y no olvidar tus metas.*

*A mi tutor Lázaro por tener confianza en mí, por enseñarme a pelear este trabajo y en la carrera animándome en cada tutoría y revisión saliendo de ambas motivado.*



# Resumen

El modelo energético convencional basado en las grandes centrales de generación se contrapone desde hace tiempo con la inserción de nuevas tecnologías de generación alternativa entre las que destacan las de carácter renovable. La evolución de la generación eléctrica permite diversificar la potencia generada en diferentes tecnologías, las cuales pueden ser llevadas algunas de ellas a un esquema de menor escala como puede ser el autoconsumo.

La generación distribuida supone un reto por el cual se debe investigar pues tiene ventajas en los controles de tensiones y en la accesibilidad de los consumidores a una red propia incluso compartida con sus vecinos. Pero aún falta mucho recorrido hasta llegar a un paradigma de innovación y autosuficiencia.

En el presente trabajo se analiza cómo afecta la implementación de una unidad generadora a la red de distribución de media tensión actual. Los efectos analizados en las protecciones de sobrecorriente determinarán la eficacia de los relés ante la modificación de la estructura de red convencional.

Se realizarán simulaciones de diferentes escenarios que mostrarán el impacto de la introducción de un generador en la red. Las simulaciones se llevarán a cabo con el software DIgSILENT PowerFactory que permitirá la obtención de los datos necesarios para la realización del estudio.

# Abstract

The conventional energy model based on large generation power plants has long been opposed to the insertion of new alternative generation technologies, among which specify renewable characteristics. The evolution of electricity generation allows the power generated in different technologies to be diversified, some of which can be taken to a smaller scale scheme such as self-consumption.

Distributed generation is a replica for which you should investigate, as it has advantages in voltage controls and in the accessibility of consumers to their own network, even shared with their neighbors, but there is still a long way to go before reaching an innovation paradigm. and self-sufficiency.

This work analyzes how the implementation of a generating unit affects the current medium voltage distribution network. The effects analyzed in the overcurrent protections will determine the efficiency of the relays before modifying the conventional network structure.

Simulations of different scenarios will be carried out that will show the impact of the introduction of a generator in the network. The simulations will be carried out with the DISSILENT PowerFactory software that will require obtaining the necessary data to carry out the study.

# Índice

Agradecimientos.....	I
Resumen .....	III
Abstract.....	IV
Índice de figuras .....	VII
Índice de tablas.....	VIII
Introducción.....	1
1.1    Motivación.....	1
1.2    Objetivos.....	2
1.3    Estructura.....	3
Sistemas de protección en redes eléctricas de distribución .....	4
2.1    La red de distribución .....	4
2.2    Protecciones características de la red de distribución.....	7
2.2.1    Fusible de protección.....	8
2.2.2    Protección de sobreintensidad.....	9
2.2.3    Protección direccional .....	13
2.2.4    Reenganchador.....	13
2.2.5    Protección del generador.....	14
Impacto de la inserción de la GD .....	15
3.1    Criterios técnicos de conexión a la red de distribución .....	15
3.2    Esquema de conexión de una GD a la red de distribución.....	17
3.3    Impacto en las protecciones de la red de distribución .....	20
3.3.1    Pérdida de sensibilidad .....	22
3.3.2    Pérdida de selectividad .....	23
3.3.3    Operación errónea del reenganche automático.....	26
Caso de estudio.....	28
4.1    Red propuesta.....	28
4.2    Modelado y validación de red .....	30
4.2.1    DIgSILENT PowerFactory.....	30
4.2.2    Validación de la red .....	32
Metodología propuesta para el estudio del impacto de la unidad GD en la protección de sobreintensidad (51) .....	38
5.1    Definición y análisis de escenarios.....	38
5.1.1    Unidad GD a una distancia del 25 % de la barra 2.....	39
5.1.2    Unidad GD a una distancia del 50 % de la barra 2.....	47

5.1.3	Unidad GD a una distancia del 75 % de la barra 2.....	50
5.2	Resultados del análisis de los escenarios .....	54
Conclusiones.....		56
Bibliografía.....		58



# Índice de figuras

Figura 1 Instalaciones que conforman una red eléctrica .....	6
Figura 2 Diagrama de bloques funcionamiento de protecciones .....	7
Figura 3 Curvas de fusión para distintos amperajes.....	9
Figura 4 Curvas relé sobrecorriente de tiempo inverso con dos interruptores.....	10
Figura 5 Ejemplo de zonas de protección .....	12
Figura 6 Operación relés de protección de tiempo diferido.....	12
Figura 7 Interconexión GD con red.....	14
Figura 9 Esquema conexión de GD a la red de Distribución.....	17
Figura 10 Esquema simplificado red radial .....	20
Figura 11 Cortocircuito aguas abajo de la GD y la subestación .....	23
Figura 12 Falla en alimentador adyacente .....	25
Figura 13 Falla aguas arriba de la barra donde se conecta la GD .....	25
Figura 14 Fallo del reenganchador.....	27
Figura 15 Diagrama unifilar de la red .....	28
Figura 16 Zona de trabajo del programa .....	31
Figura 17 Diagrama unifilar modelado en DIgSILENT .....	31
Figura 18 Diagrama unifilar después de realizar el flujo de carga .....	33
Figura 19 Datos de las barras tras el flujo de carga .....	34
Figura 20 Ampliación datos flujo de carga .....	35
Figura 21 Tensiones (pu) de las barras tras el flujo de carga .....	36
Figura 22 Pérdidas (pu) en las líneas .....	37
Figura 23 Flujo de carga sin GD 25% .....	39
Figura 24 Tensiones en las barras sin GD 25%.....	40
Figura 25 Pérdidas en las líneas tras flujo de carga sin GD 25% .....	41
Figura 26 Cortocircuito en la red sin GD 25% .....	41
Figura 27 Flujo de carga con GD 25%.....	42
Figura 28 Tensiones en las barras con GD tras el flujo de carga 25%.....	43
Figura 29 Pérdidas en la línea tras el flujo de carga con GD 25%.....	44
Figura 30 Cortocircuito con GD 25%.....	44
Figura 31 Ampliación cortocircuito con GD 25%.....	45
Figura 32 Tensiones en las barras tras el cortocircuito L2 con GD 25% .....	46
Figura 33 Flujo de carga con GD 50%.....	47
Figura 34 Tensiones flujo de carga con GD 50 %.....	48
Figura 35 Pérdidas flujo de carga con GD 50% .....	48
Figura 36 Cortocircuito sin GD 50% .....	49
Figura 37 Ampliación cortocircuito con GD 50% .....	49
Figura 38 Tensiones cortocircuito con GD 50% .....	50
Figura 39 Flujo de carga con GD 75%.....	51
Figura 40 Tensiones Flujo de carga con GD 75% .....	52
Figura 41 Pérdidas líneas flujo carga con GD 75% .....	52
Figura 42 Cortocircuito sin GD 75%.....	53
Figura 43 Cortocircuito con GD 75%.....	53
Figura 44 Tensiones barras tras el cortocircuito GD 75% .....	54

# Índice de tablas

Tabla 1 Variantes entre estructura y explotación en una red AT.....	5
Tabla 2 Características de las Líneas.....	29
Tabla 3 Características carga.....	29
Tabla 4 Características de los transformadores.....	29
Tabla 5 Transformador de puesta a tierra.....	29
Tabla 6 Características generador.....	30
Tabla 7 Características de la red.....	30
Tabla 8 Datos cortocircuito con y sin GD 25%.....	47
Tabla 9 Resultados cortocircuito 50%.....	50
Tabla 10 Resultados cortocircuito 75%.....	54
Tabla 11 Resultados finales análisis de cortocircuito en la red con GD.....	55



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Motivación

El sector eléctrico siempre se encuentra en constante innovación, en todos los aspectos. Se investiga en nuevas infraestructuras, dispositivos, máquinas, con tal de mejorar la calidad y servicio entregado a los consumidores y lo más importante abaratar el sistema con el fin de reducir costes. Esta evolución plantea nuevos retos en el sector eléctrico como una posible futura remodelación de los viejos esquemas que transportan la energía a grandes distancias desde grandes centrales de generación [1]. Un factor importante para la denominada por los expertos como transición energética, de la cual Europa también quiere ser protagonista<sup>1</sup>, comienza por descentralizar el modelo actual [2].

En muchas publicaciones y artículos no se llega a un consenso y definición clara de lo que se considera como la generación distribuida (GD), pero sí se trata de una ruptura del modelo tradicional centralizado, es decir, una producción de energía descentralizada. Una puntualización de este tema se encuentra en [3], donde los autores sugieren que la GD está relacionada con la ubicación de unidades de generación de pequeña potencia cerca del consumidor y conectada directamente a la red de distribución. Aún así, diversas definiciones pueden encontrarse<sup>2</sup> en [4], las cuales pueden ayudar a comprender mejor el concepto con una definición más completa.

El modelo que supone la generación distribuida es muy interesante pues el consumidor puede generar su propia electricidad para su propia red. Sin embargo, la idea de que cada persona tenga su generador y sea totalmente autónomo está muy alejado de la actual situación. No obstante lo que no es tan inalcanzable, es estar conectado a la red de distribución de la cual somos consumidores pero participando como productor al mismo tiempo o prosumidor

---

<sup>1</sup> Son varias las medidas y propuestas que representan la apuesta europea por la reducción de emisiones y el autoconsumo para la transición energética, como el Acuerdo de París o el denominado paquete de invierno.[2]

<sup>2</sup> International Energy Agency(IEA), U.S.A Department of Energy (DOE), California Energy Commission, entre otros definen de modo similar la GD, [4]

[5]. Por ello este trabajo, aunque no entra en detalles en todos los aspectos en el que influye la GD en el sistema de distribución eléctrica actual, selecciona para su estudio, el impacto que provoca en el sistema de protecciones de la red de distribución en media tensión.

## **1.2 Objetivos**

Este trabajo tiene como objetivo general estudiar el impacto de la GD en el sistema de protecciones de la red de distribución de media tensión. Para lograr este objetivo se propone los siguientes objetivos particulares:

1. Estudio del sistema de protecciones en las redes de distribución de energía eléctrica en media tensión.
2. Estudio del arte del impacto de la Generación Distribuida en el sistema de protección de las redes de distribución en media tensión.
3. Proponer una metodología y aplicar a una red utilizada como caso de estudio para analizar en impacto de la Generación distribuida en la protección de sobreintensidad (51). Para ello se propone utilizar la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia DIgSILENT PowerFactory.

### **1.3 Estructura**

El presente trabajo se divide según la siguiente estructura:

En el primer capítulo se presenta la introducción dónde se hace referencia a la motivación que me ha llevado a realizar este Trabajo final de carrera, así como los objetivos y la estructura del trabajo. En el capítulo 2, informa sobre el sistema de protecciones establecido por normativa para las redes de distribución de media tensión. En el capítulo 3, se introduce el resultado de la búsqueda bibliográfica sobre el impacto de la GD en la red de distribución de media tensión, haciendo énfasis en el sistema de protecciones. En los capítulos 4 se presenta las características de la red utilizada como caso de estudio y la validación del modelo. En el capítulo 5 se propone una metodología para evaluar el impacto de la GD en la protección de sobreintensidad (51). Tanto en el capítulo 4 como en el 5 se utiliza el software DIgSILENT PowerFactory para presentar los resultados.

# Capítulo 2

## Sistemas de protección en redes eléctricas de distribución

### 2.1 La red de distribución

#### Descripción del modelo de red

El modelo de la red eléctrica actual, tal y como conocemos parte de un gran centro o central de generación llegando hasta los consumidores a través de una gran infraestructura de transporte, todo el conglomerado de la red (transporte, reparto y distribución) depende en gran medida de los niveles de tensión en los cuales operan las distintas partes.

La energía eléctrica producida en las grandes centrales se genera a tensiones comprendidas entre 10kV y 25kV aproximadamente, este valor es aumentado para su transporte con el objetivo de minimizar las pérdidas de energía. Los valores normalizados de tensión en España son 400,220,132,66,20,0.4,0.23 kV [6].

Estas redes eléctricas pueden ser en función de su configuración [6], por lo general de tres tipos:

- RADIAL
- BUCLE o ANILLO
- MALLA

Una estructura **radial** presenta una alimentación por un único extremo, siendo de una simplicidad notable la cual no presenta dificultad para equiparse de protecciones selectivas, sin embargo, no presenta garantía de servicio.

En el caso de la configuración en modo **bucle o anillo** presenta mayor facilidad de mantenimiento y es más segura teniendo por lo tanto un sistema de protección más complejo, y principalmente a diferencia de la radial este sistema es alimentado por dos de sus extremos.

Por último, la estructura **mallada**<sup>3</sup>, es la combinación de la anillada y la radial. Presenta mayor flexibilidad en su alimentación y facilidad de conservación y mantenimiento, siendo notablemente más segura, extendiendo la complejidad a sus protecciones y el rápido aumento de la potencia de cortocircuito.

Muchas de las líneas

*“En el nivel de distribución de las redes de AT, aun teniendo estructura mallada es radial, es decir, se abren ciertas cantidades de ramas a fin de poder alimentar todas las cargas y la red queda radial. En caso de pérdida de servicio de alguna parte, se conectan otras (que estaban desconectadas) para que nuevamente la red, con un nuevo esquema radial, preste servicio a todos los usuarios. Se puede decir que la red mallada funciona como una red radial dinámica(que cambia).” [6]*

En la Tabla 1, se indica como se puede una misma red explotar de una manera u otra, además de indicar la función para cada nivel de tensión, así como su estructura.

Arquitectura de la red de AT			
Tensión (kV)	Función	Estructura	Explotación
220	Transporte o reparto	Mallada	Mallada o radial
132	Reparto	Mallada	Mallada o radial
66	Reparto	Mallada	Mallada o radial
45	Reparto	Mallada	Radial o mallada
15-20	MT	Mallada o radial	Radial
0,400	BT	Radial o mallada	Radial

Tabla 1 Variantes entre estructura y explotación en una red AT [6]

Se muestra en la *Figura 1 Instalaciones que conforman una red eléctrica [6]*, una simplificación a modo de esquema para ilustrar un ejemplo de red con sus distintas zonas.

<sup>3</sup> La red de alta y muy alta tensión mantiene la estructura mallada, de la cual se ramifican redes radiales que, en un futuro, desarrollándose las mismas, pueden convertirse en nuevas mallas. Además, si una red es superpuesta por otra con mayor tensión asignada, la previa(de menor tensión) pasará a ser de distribución, suprimiendo su función de transporte cambiando su estructura de mallada a radial [6].



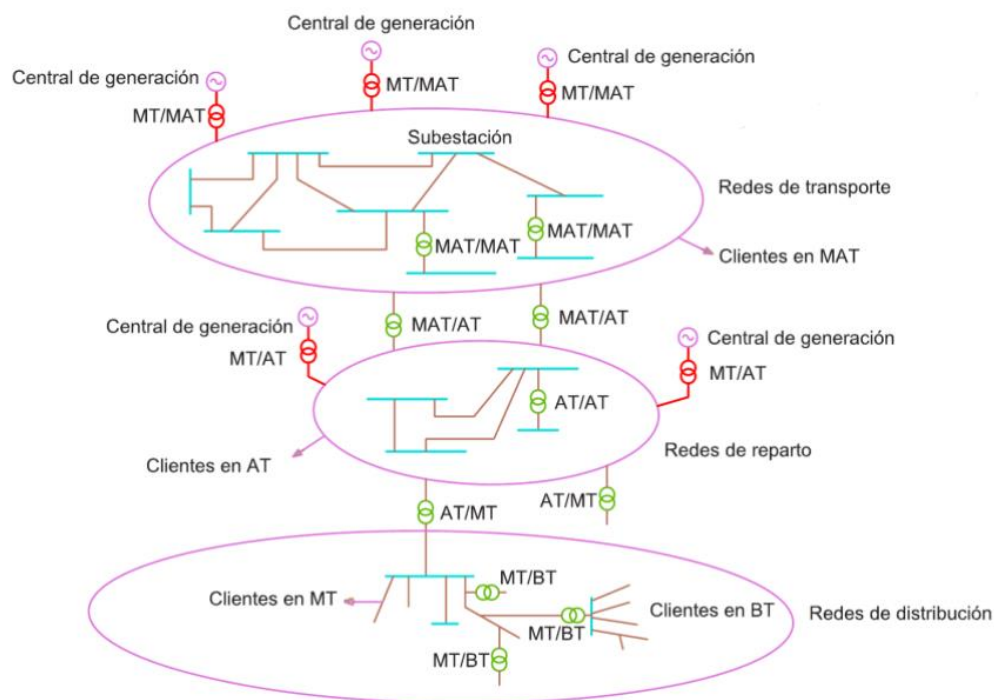


Figura 1 Instalaciones que conforman una red eléctrica [6]

Tal y como establece la **Ley 24/2013**, del Sector Eléctrico [7] la red (que podemos ver de manera simplificada en la figura) está constituida en su primer nivel (red de transporte primario) por las grandes líneas, centros transformadores, parques que trabajen a una tensión igual o superior a 380 kV (normalmente hasta 400 kV).

A continuación, se constituye por las líneas, parques, centros de transformación con tensiones nominales igual o superiores a 220 kV llamadas red de transporte secundario.

La red de distribución está constituida por las instalaciones, parques y elementos de la red que trabajen a una tensión inferior a 220 kV normalmente hasta 45 kV, salvo casos especiales.

La media tensión o tercera categoría, normalmente entre 1 kV hasta 36 kV como máximo, no obstante, como se indica en la norma de distribución **NRZ104<sup>4</sup> de 2018** [8], se debe intentar homogeneizar el sistema teniendo en

<sup>4</sup>[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/endesa/NRZ104\\_EP%20Instalaciones%20Privadas%20Generadores%200AT%20y%20MT\\_v1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/endesa/NRZ104_EP%20Instalaciones%20Privadas%20Generadores%200AT%20y%20MT_v1.pdf)

cuenta para nuevas redes no operar con tensiones superiores a 20 kV en distribución MT. Por último, la baja tensión la que normalmente es de consumo y llega a nuestras casas es para tensiones inferiores a 1kV.

Esta descripción de la estructura de la red tiene como función conocer dónde se produce la interconexión de los consumidores o productores ,lugar dónde centraremos nuestro estudio de generación distribuida, la cual precisa de un punto de interconexión con la red de distribución.

La red de distribución convencional se verá afectada con la inclusión de generadores, precisando un sistema de protecciones que satisfaga los distintos efectos producidos en la red.

## 2.2 Protecciones características de la red de distribución

Las protecciones son los dispositivos esenciales encargados de la seguridad del sistema eléctrico actuando para despejar las faltas. El propósito principal es garantizar la operación segura del sistema, cuidando de las personas, equipos y a la propia red de distribución, siendo los principales riesgos o situaciones peligrosas debido a sobrecorrientes y sobretensiones [9].

El funcionamiento básico de cualquier protección eléctrica puede resumirse de acuerdo con el siguiente esquema

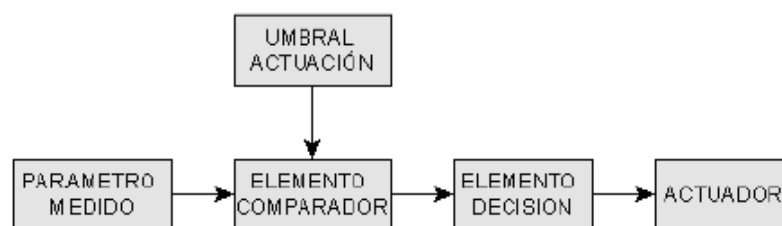


Figura 2 Diagrama de bloques funcionamiento de protecciones [10]

La magnitud de la corriente, tensión, frecuencia es medida en primer lugar por el dispositivo que comparara dicho valor con el configurado previamente para su actuación, cuando este valor sea superado por la magnitud medida la lógica

de la protección interviene para enviar una orden que normalmente será de apertura de un interruptor o fusión del fusible de protección.[10]

El tiempo de despeje de la falta forma parte de la selectividad de los equipos, cuando una falta ocurre todos los equipos verán el defecto provocado sin embargo debido a la coordinación y configuración de los tiempos de actuación solo los más cercanos a la falla actuarán para aislar la falta desconectando la parte mínima de la red.

Las protecciones internacionalmente se clasifican según el código ANSI<sup>5</sup> [11] y las utilizadas comúnmente en el sistema de distribución son [10]:

- Fusible
- Protección de sobreintensidad
- Protección direccional
- Reenganchador automático

### **2.2.1 Fusible de protección**

Son equipo de protección de sobreintensidad, más baratos y simples que los demás utilizados para proteger las redes eléctricas de distribución, permitiendo el paso de la corriente siempre y cuando no supere un umbral establecido, que de ser así funde el fusible abriendo el circuito [12]. Hay fusible de muchos calibres, capaces de aguantar menor o mayor intensidad, según las necesidades de las instalaciones, se realiza la elección del fusible que necesite el sistema mediante las curvas de fusión dadas por el fabricante, como se muestra en la *Figura 3 Curvas de fusión para distintos amperajes* .

La línea punteada representa el tiempo prearco dónde el fusible comienza a fundirse, la línea no punteada determina la fusión del fusible por completo.

---

<sup>5</sup> La codificación ANSI (AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE) enumera las protecciones estandarizadas según su función y características. [11]

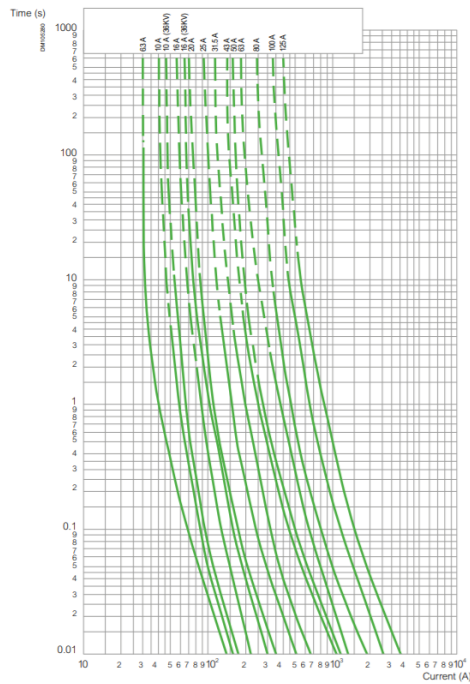


Figura 3 Curvas de fusión para distintos amperajes [13]

### 2.2.2 Protección de sobreintensidad

Esta protección se ejecuta mediante un relé, los relés son dispositivos que detecta la falta en un punto del sistema mediante la medición de una intensidad umbral y actúa abriendo o cerrando según corresponda el accionamiento correspondiente para despejar la falta (ejemplo acciona un interruptor)

Los relés de sobrecorriente se clasifican [14] según un tiempo de actuación pueden ser instantáneos o temporizados dentro de este tipo de relés se encuentran los de tiempo definido y tiempo inverso. Los de tiempo definido se caracterizan por que este tipo de relé permite variar la configuración para hacer frente a diferentes niveles de corriente mediante el uso de diferentes tiempos de funcionamiento. El tiempo de funcionamiento de los relés de corriente definida se puede ajustar en pasos fijos, luego la protección es más selectiva. (El tiempo de disparo que varía entre dos interruptores se llama margen de discriminación) [14].

Sin embargo, la gran desventaja de este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente, que resultan en corrientes más grandes, pueden eliminarse en un tiempo relativamente largo [14]. Por el contrario, los relés de

tiempo inverso su propiedad fundamental es que funcionan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como lo ilustran las curvas características que se muestran más adelante. Su ventaja sobre los relés de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de protección [14].

La siguiente figura representa las curvas de dos relés de sobre corriente de tiempo inverso colocados en dos interruptores que pertenecen al mismo alimentador. Si tomamos el caso de la *Figura 11 Falla en alimentador adyacente* [20] dónde CB1 sería A y CB2 sería B (líneas verticales).

El tiempo de disparo del relé de sobrecorriente debe retrasarse de modo que en presencia de una falla no se dispare antes que cualquier otra protección más cercana a esta. En las curvas de los relés se muestra la diferencia en el tiempo de operación de estos relés (margen de discriminación) en la misma falla de modo que no haya problemas de selectividad.

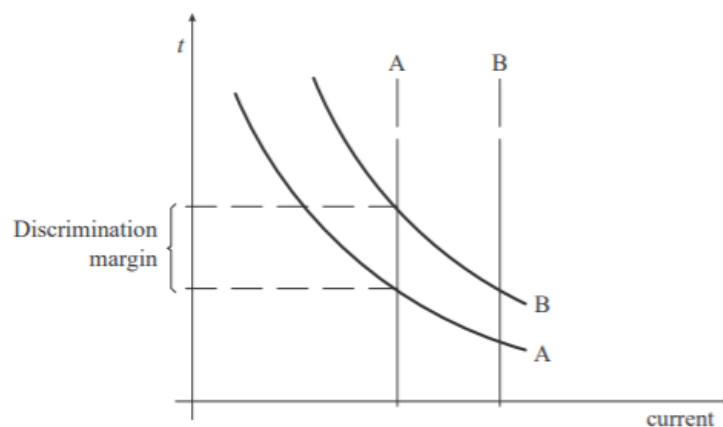


Figura 4 Curvas relé sobrecorriente de tiempo inverso con dos interruptores [14]

Funciones ANSI de protección:

- **Protección de sobrecorriente**, según la función los relés de sobre corriente se clasifican como:
  - protección instantánea de sobre corriente (50)
  - Protección instantánea de sobrecorriente de tierra(50N)
  - Protección de sobrecorriente con tiempo de retardo (51), indistintamente si es inverso o no

- Protección de sobrecorriente con retardo de tierra (51N)
- Las funciones 50N/51N suelen utilizarse para medir la corriente de secuencia cero que circula por el neutro del transformador de intensidad [6].

### **Zonas de protección**

Si transferimos lo descrito aquí al sistema de potencia, imaginemos la red de distribución partiendo de una misma subestación dónde tenemos más de dos alimentadores. Cada relé es colocado para proteger los diferentes equipos y líneas que componen el sistema cada parte protegida es una zona de protección o zona de selectividad [6].

Las zonas de protección deben superponerse, de tal forma que no quede ninguna desprotegida.

El sistema requiere de varios dispositivos de protección operando en paralelo para garantizar la calidad del suministro, si se produjese por ejemplo una falla en la línea de la zona 6 la coordinación de las protecciones hace abrir el interruptor más cercano y no el de aguas más arriba dejando sin alimentación al resto de líneas.

Esto se consigue mediante las protecciones principales y las de respaldo. En primera instancia cuando se detecta una falla es la protección principal la que abre y aísla su sección del resto del sistema. Sin embargo, si la principal no funcionase la encargada sería la de respaldo siendo esta la segunda barrera para contener la falla.

La protección de respaldo puede colocarse en el mismo interruptor que la principal o en otro diferente, en el caso de la *Figura 5 Ejemplo de zonas de protección* , supongamos que cada interruptor cuenta con un relé, si suponemos el caso de una falla en la zona 6 y el interruptor principal no funcionase, el interruptor aguas arriba que se encuentra antes del transformador serviría como protección de respaldo para el sistema.

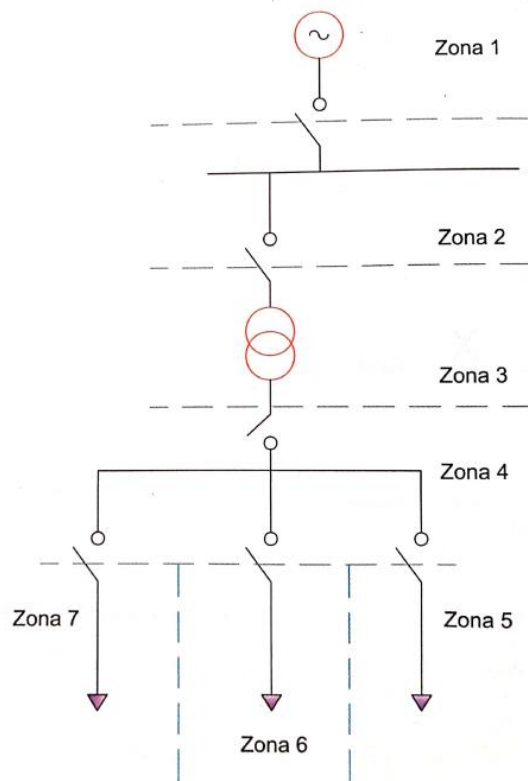


Figura 5 Ejemplo de zonas de protección [6]

Otro ejemplo se muestra en la *Figura 6 Operación relés de protección de tiempo diferido* [10]. Los relés colocados en A actúan para las faltas ocurridas en el tramo 1-2 y a su vez pueden actuar como respaldo para las faltas ocurridas en el tramo 2-3.

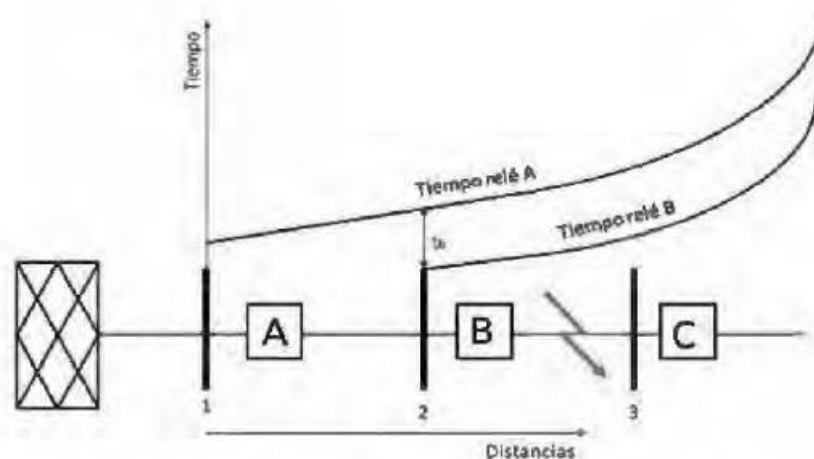


Figura 6 Operación relés de protección de tiempo diferido [10]

### **2.2.3 Protección direccional**

Estas protecciones son utilizadas en las líneas de distribución por su carácter selectivo actuando solo para sobrecargas o faltas producidas en una determinada dirección.[10]

Son de gran relevancia por su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y por su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta.[12]

Se utilizan como protección principal de líneas aéreas y de respaldo para transformadores de potencia y generadores grandes.

Dentro de este tipo de protecciones se encuentra la protección a distancia, tiene selectividad relativa a través de un relé de impedancia el cual trabaja con la relación voltaje y corriente, se configura para un valor de impedancia en la línea la cual varía según la distancia a la que este es colocado.

Función de protección ANSI

- Protección de sobrecorriente direccional (67/67N)
- Si es del tipo distancia (21/21N)

### **2.2.4 Reenganchador**

Son los encargados de la reconexión del interruptor automático una vez este se ha abierto para despejar la falta por la cual ha sido disparado. Tienen la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente de fase y de fase a tierra, para interrumpir el circuito si la sobrecorriente persiste después de un tiempo predeterminado y luego volver a cerrar para recuperar la línea.

Sin embargo, en el caso de que la falla que origino la apertura del interruptor persista, entonces el reenganchador permanecerá abierto después de un número predeterminado de operaciones, aislando así la sección con falla del resto del sistema.

Por lo tanto el reenganchador sirve para evitar que el sistema de distribución quede fuera de servicio debido a fallas temporales (entre el 80 y el 95 por ciento de las fallas son de esta naturaleza, durando pocos ciclos o segundos) [14]



Su codificación ANSI (79)

Como último ejemplo, la Figura 6 es un esquema de interconexión de un generador a la red en el que podemos apreciar cómo se representan los equipos de protección descritos.

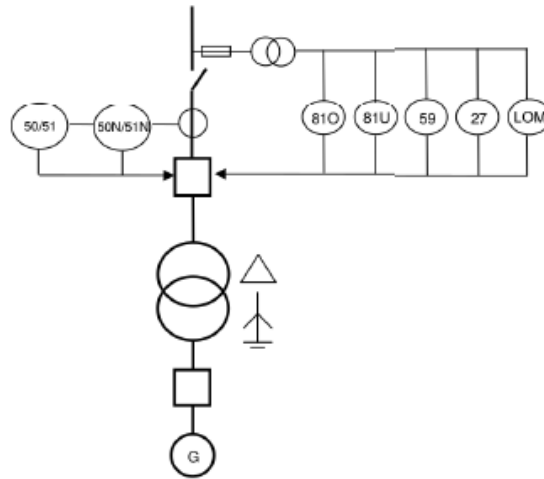


Figura 7 Interconexión GD con red [15]

### 2.2.5 Protección del generador

La protección del generador tiene que garantizar que cualquier falla no afecte a la instalación y mantenga nuestra máquina protegida ante cualquier imprevisto al igual que debe aislar el generador en caso de que este pueda suponer un riesgo para la seguridad de las personas y el sistema de potencia.

Generadores pequeños típicamente hasta 5 MVA<sup>6</sup>, se considera necesario tener :

- protección contra fallas internas
- protección de respaldo para fallas externas utilizando relés de sobrecorriente con restricción de voltaje
- protección de potencia inversa;
- protección de falla a tierra, usando un relé de sobrecorriente;
- Protección contra sobrecargas mediante relés térmicos.

<sup>6</sup> No se añadirá información para generadores de mayor potencia pues se estudia la inserción de generadores pequeños, generalmente privados, en la red MT.

# Capítulo 3

## Impacto de la inserción de la GD

### 3.1 Criterios técnicos de conexión a la red de distribución

El reglamento sobre instalaciones privadas conectadas a la red de distribución de ENDESA Distribución(EDE), **NRZ 102**[16] y **NRZ 104**[8] sobre consumidores en alta y media tensión y sobre los generadores en alta y en media tensión respectivamente, de las cuales se han obtenido en su mayoría las especificaciones descritas, definen la metodología de conexión a la red de distribución.

Se resaltan a continuación algunos puntos principales de la normativa EDE que sostienen con criterio técnico lo descrito anteriormente.

Los principales requisitos [8] para realizar la interconexión a la red de distribución:

- *El punto de conexión será definido de acuerdo con la legislación vigente por EDE, en función de la potencia y tipo de características de los generadores.*
- *La conexión de la instalación generadora no afectará al funcionamiento normal de la red de EDE ni a la calidad del suministro eléctrico de los clientes y/o generadores conectados a ella.*
- *El generador deberá informar a EDE de las características principales de su instalación y conexión, tales como tipo de grupo de conexión de transformadores, tratamiento del neutro y conexión de pantallas.*
- *En cuanto al tratamiento del neutro, la instalación generadora no aportará corriente de neutro ante faltas a tierra en la red, como criterio general.*

- *El devanado de alta de los transformadores de acoplamiento de la instalación generadora a la red será en triángulo o estrella sin conexión del neutro a tierra, pero con aislamiento pleno y accesible.*
- *Conforme al artículo 110 del RD 1955/2000 las protecciones de las instalaciones privadas deben estar coordinadas con las de la empresa distribuidora*
- *El titular de la instalación generadora deberá realizar la revisión y el mantenimiento de su instalación de acuerdo con la reglamentación vigente, remitiendo a EDE copia de los informes de revisión.*
- *En caso de problemas o incidencias relacionadas con la instalación, EDE se reserva el derecho de notificar tal situación al Organismo público correspondiente para solicitar la desconexión temporal de dicho generador*
- *Las instalaciones se diseñarán para soportar las máximas corrientes de cortocircuito esperadas, en las condiciones más desfavorables de explotación y teniendo en cuenta la red existente y el desarrollo previsto.*
- *La instalación generadora dispondrá del sistema de protección que el titular considere más adecuado cumpliendo con la legislación vigente y debiendo ser selectivo con el sistema de EDE.*

En caso de incidencias que repercutan en la calidad, estabilidad, seguridad para la red equipos y personas por normativa la empresa distribuidora, que sigue en todo momento los datos y medidas de las instalaciones, mediante una revisión e informes de la instalación, es la que notifica al administrador competente y solicita la desconexión de la instalación generadora. Siendo el propietario el responsable de la operación del interruptor general automático para llevar a cabo la desconexión de manera remota( teledesconexión).

No obstante, también se deberá proceder a la desconexión siempre y cuando la cabecera del alimentador de línea quede desconectada a fin de evitar el funcionamiento en isla<sup>7</sup> del generador.

### 3.2 Esquema de conexión de una GD a la red de distribución

Para que se entienda con mayor facilidad se muestra en *la Figura 8 Esquema conexión de GD a la red de Distribución [15]*, un esquema de una red de distribución a la cual se ha conectado un generador. Como se observa se parte desde una subestación reductora que convierte la distribución o reparto en AT (132>Un>20 kV) hasta niveles de distribución en MT<sup>8</sup>, se ramifica de manera radial, tal como se ha explicado anteriormente.

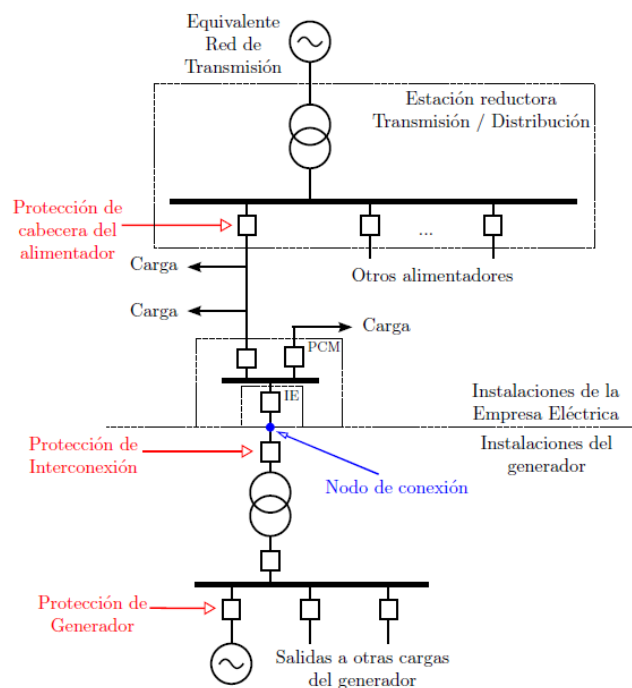


Figura 8 Esquema conexión de GD a la red de Distribución [15]

<sup>7</sup> "La generación de una isla eléctrica es una situación en la cual un sistema de distribución llega a ser eléctricamente aislado del resto del sistema de potencia, pero continúa siendo energizado por la DG conectada a él. Esto puede ocurrir después de una operación de accionamiento de los interruptores de una línea del sistema causada por la eliminación de fallas, la eliminación de carga programada y no programada, interrupciones por mantenimiento y/o el fallo del equipo" [28] .

<sup>8</sup> Los niveles establecidos de tensión asignada tanto en AT como en MT pueden variar dependiendo de la normativa de la zona, para España se puede tomar de referencia la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** mostrada anteriormente.

Según norma **NRZ104** de ENDESA no se debe tender a desarrollar redes de tensión inferior a 15 kV en distribución en MT, salvo en condiciones especiales especificadas en la misma norma [8] .

Como se observa de la subestación derivan los alimentadores que son configurados de manera radial, además pueden operar de manera anillada, de hecho, es un seccionador el que permite el cambio de estas configuraciones ayudando también a la conexión o desconexión de ciertos ramales para su reparación o para suplir a otros que han tenido cualquier tipo de percance o necesita mantenimiento[15]. Se puede observar la primera protección a la salida de la subestación (Protección cabecera del alimentador) se trata de un interruptor automático el cual opera coordinado con los relés y medidores del sistema desconectando la línea de la barra principal para despejar la falta a lo largo de la línea del alimentador.

A continuación, el punto donde la instalación (generalmente privada) generadora se conecta o acomete en la red de distribución se ha denominado nodo de conexión y define la frontera entre la instalación generadora y la subestación, en este caso. Este punto de conexión o frontera estará sujeto tanto a la legislación<sup>9</sup> del lugar pertinente donde se realice el acoplamiento como a las restricciones técnicas de la entidad distribuidora propietaria de la red, la cual según el caso es la que elige el punto de conexión donde el cliente debe conectarse.

Se puede observar como el punto donde se ubica la frontera dispone de un PCM (puesto de conexión y medida) [15], que puede variar según la naturaleza del autoconsumo o según el tipo de instalación [8]<sup>10</sup> por normativa se pueden exigir diferentes equipos de medida y control en cada caso, sin embargo, es común disponer de un equipo de medida que registre la energía neta en la cabecera del generador (propiedad privada del cliente) así como de otro equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación como es el caso del PCM. Además, se requiere de un registro en tiempo real de todas las medidas que serán enviadas a la entidad ,en España EDE, así como también

---

<sup>9</sup> En el caso de España, el **punto de conexión** se define como el lugar concreto de la red donde se enlazan instalaciones correspondientes a distintas actividades, zonas de distribución o propietarios. Concretando en el caso de autoconsumo que el punto de conexión será el lugar donde se enlacen las instalaciones compartidas del consumidor y el productor con la red de transporte o distribución.[29]

<sup>10</sup> Según normativa EDE (**NRZ104**), se distinguen diferentes equipos de medida según el tipo de instalación que pueden ser productoras, autoconsumo tipo 1 y autoconsumo tipo 2 además de las de cogeneración.

al operador del sistema (REE), para garantizar la fiabilidad seguridad y calidad del sistema.

Cómo se indica en la guía básica para la generación distribuida de FENERCOM<sup>11</sup>, el sistema de interconexión debe estar formado por diferentes equipos (hardware y software) que hacen posible la conexión tanto del generador como de los equipos necesarios para el autoconsumo siendo necesario la monitorización protección, control y medida de la unidad instalada.

*“La complejidad de la conexión dependerá del nivel de interacción que se necesite entre los generadores, las cargas y la red eléctrica, permitiendo:*

- *Operar el equipo de GD como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en que se produzcan picos de demanda.*
- *Obtener energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de GD.*
- *Exportar energía, proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado liberalizado.*
- *Mejorar la fiabilidad proporcionando una fuente de energía alternativa”*

[17]

Es esencial el disponer de un sistema de protecciones, de cual hablaremos más adelante, adecuado que garantice la estabilidad y seguridad de la red y dispositivos que la configuran, siendo rápido en cuanto a la desconexión ante fallas producidas por el generador, pero a su vez no perdiendo selectividad ante eventos transitorios, habitualmente dado la naturaleza radial del sistema los dispositivos de protección están enfocados a la naturaleza unidireccional del sistema.

La instalación del generador contará con un equipo de maniobra y un sistema de protección, en particular se tendrá una protección específica para el generador, la cual tiene como cometido detectar y proteger el generador de:

- cortocircuitos internos del generador
- condiciones anormales de operación (pérdida de campo, potencia inversa, sobreexcitación, corrientes desequilibradas, etc.) [15]

---

<sup>11</sup> <https://www.fenercom.com/publicacion/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-2007/>

### 3.3 Impacto en las protecciones de la red de distribución

Los sistemas de distribución se planifican como redes pasivas, llevando la energía de forma unidireccional desde la generación central (nivel de AT) hasta las cargas a nivel de MT / BT. El diseño del sistema de protección en redes comunes de distribución de MT y BT está determinado por un paradigma pasivo, es decir, no se espera generación en la red [9].

Se observa en la Figura 3.3 un esquema simplificado del sistema de red radial tal y cómo se ha explicado.

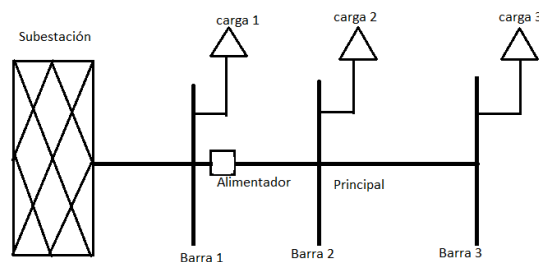


Figura 9 Esquema simplificado red radial [10]

Típicamente, la protección de la red de distribución se basa en la suposición de flujo en una sola dirección de las corrientes de falla. De manera más general, esta suposición de flujo unidireccional [18] se aplica en la mayoría de las operaciones a nivel de distribución. Si se produce una falla, la corriente que fluye "hacia abajo" hasta donde se produce el punto de falla, es medida en ciertos puntos y el relé de sobrecorriente correspondiente se dispara donde sea necesario para desconectar solo la parte mínima de la red requerida, aislándola totalmente.

Sin embargo, la integración de la generación distribuida a nivel de distribución puede cambiar notablemente esta base de operación de las protecciones. En una red con unidades de generación distribuida (GD) instaladas, las corrientes de falla igualmente pueden tener una dirección "hacia arriba". La unidad DG puede alimentar la corriente de falla también a fallas ubicadas en otros alimentadores de la misma subestación o incluso en los niveles de voltaje más altos [19].

Incluir un generador a un alimentador de distribución afecta a las corrientes de falla y aumenta el riesgo de fallo de las protecciones de un alimentador, que pueden fallar de dos maneras:

- **Operación no deseada:** la apertura de un interruptor automático cuando no hay falla que justifique la operación de ese interruptor.
- **Falla en la operación:** un interruptor automático que debe abrirse para eliminar una falla no se abre o se abre demasiado tarde [20].

Además, todas las partes de la red verán modificados sus niveles de falla, siendo las inmediaciones de la unidad DG la de mayor impacto [21].

Según M.Bollen y Hasan [20] , estos casos de fallos en las protecciones del modelo debido a la generación distribuida podrían ocurrir:

- La contribución de la corriente de falla del generador podría resultar en una corriente de falla total que excede la clasificación de algunos equipos.
- La presencia de un generador a lo largo de un alimentador reducirá la corriente de falla al comienzo del alimentador, por una falla más allá del generador.
- La corriente de falla del generador que contribuye a la falla ocurrida en otro alimentador podría resultar en la apertura no deseada del interruptor del alimentador no afectado perteneciente a la misma red.
- Cuando se utiliza el reenganche rápido para ahorrar fusibles, la coordinación entre el fusible y el reenganche está en peligro por la presencia de generación distribuida a lo largo del alimentador.
- La contribución de la corriente de falla de algunos generadores no es lo suficientemente grande como para que la protección contra sobrecorriente detecte la falla.



- La presencia de un generador en un alimentador de distribución podría provocar el funcionamiento incorrecto de los indicadores de corriente de falla.

Estos ejemplos de fallo de protecciones se clasifican casi todos en los fenómenos o efectos descritos a continuación.

### 3.3.1 Pérdida de sensibilidad

La pérdida de sensibilidad o “The Blinding problem” [21], es uno de los principales problemas sufridos por los relés, que no han sido revisados cuando se instala un generador en la cabecera del alimentador.

Cómo se ha mencionado los generadores contribuyen a la corriente de falla aguas abajo una vez esta se produce, el relé está preparado para actuar ante un valor de corriente que pueda perjudicar aguas abajo los equipos o cargas conectadas, así como demás dispositivos de medición<sup>12</sup>. La corriente medida por el relé no será la total de la falla producida ya que a esta última habrá que sumarle la aportada por el generador, tanto la subestación como la GD contribuyen a la falta en paralelo.

Es decir, la colocación de un generador a la cabecera del alimentador inyecta una corriente que contribuye a la falla aguas abajo, esta corriente que resulta de la suma de la proveniente del alimentador junto con la del generador no será detectada por el relé que mide y dicta la acción de protección del alimentador principal, luego la presencia de GD disminuye el valor de corriente captado por el relé.

*“La corriente medida en el relé que protege el alimentador en realidad disminuirá debido a la DG. Esto es causado por la relación de impedancias de cortocircuito entre la falla, la unidad DG y la red de alimentación ” [21].*

Como ejemplo, supongamos que no tenemos GD si ocurriese una falla, el relé coordinado para actuar se dispararía, pues toda la sobrecorriente se producirá en el alimentador y sería captada por el mismo, ahora bien, si ahora contamos con la instalación GD y se produce la misma falla, el generador está inyectando

---

<sup>12</sup> El relé está calibrado para funcionar en un modelo radial sin generación, y al no calibrar o comprobar la configuración de este después de añadir el generador se produce el fenómeno.

parte de la corriente de cortocircuito total disminuyendo la captada por el relé (colocado aguas arriba).

Se muestra en la Figura 11 un ejemplo de lo descrito, se produce una falta aguas abajo de la GD y se muestra las corrientes de cortocircuito aportadas por la Subestación y la unidad GD

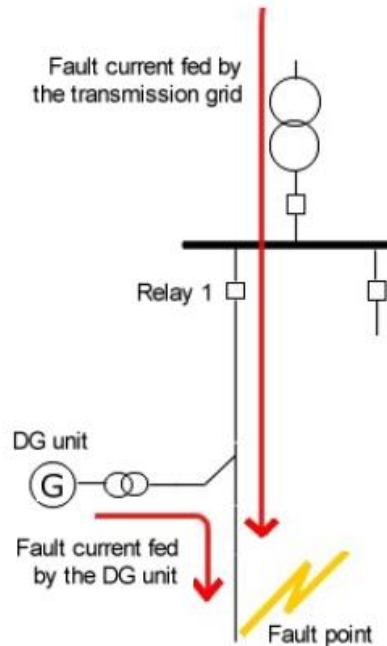


Figura 10 Cortocircuito aguas abajo de la GD y la subestación [19]

K.Mäki, S.Repo y J.Pertti, discuten sobre cómo enfrentarse a este problema en su artículo *“Protection requirement graph for interconnection of distributed generation on distribution level”* :

*“The Blinding Problem se puede evitar de la manera más simple aplicando límites de operación de protección más bajos, otras soluciones, como refuerzos de red o nuevos dispositivos, también están disponibles, pero requieren inversiones en la red”* [21].

### 3.3.2 Pérdida de selectividad

Otro de los principales efectos o fenómenos que suceden en la red al incluir GD es la pérdida de selectividad o también denominado *“The sympathetic tripping”* [21] , este efecto se produce cuando la unidad Gd instalada en la cabecera del

alimentador y ocurre una falla en un alimentador distinto perteneciente a la misma subestación.

En esta situación la unidad GD inyecta una corriente que fluye a través de la barra colectora de la subestación, alimentando así la falla de la alimentadora adyacente.

En otras palabras, la corriente fluye en dirección contraria hacia “arriba” en el relé del alimentador, el cual si no está preparado para reconocer la dirección de la corriente existe la posibilidad de un disparo innecesario del alimentador no afectado en este caso.

A continuación, en la Figura 12 se muestra un ejemplo [20] del caso descrito, el funcionamiento correcto en este caso sería el siguiente:

El interruptor CB2 debe abrirse y el interruptor CB1 permanecer cerrado. La contribución del generador a la falta puede confundir a la protección indicando que la falla se encuentra aguas abajo (en el mismo alimentador de la GD como en la *Figura 10 Cortocircuito aguas abajo de la GD y la subestación* [19]Figura 10 Cortocircuito aguas abajo de la GD y la subestación [19]) por lo tanto procedería disparando el interruptor CB1 donde la falla no ha tenido lugar, esto es lo que se le llama pérdida de selectividad o “maltrip”(mal disparo).

Este problema viene de no utilizar protecciones de sobrecorriente de carácter direccional, por lo que el criterio de disparo se basa únicamente en la magnitud de la corriente.

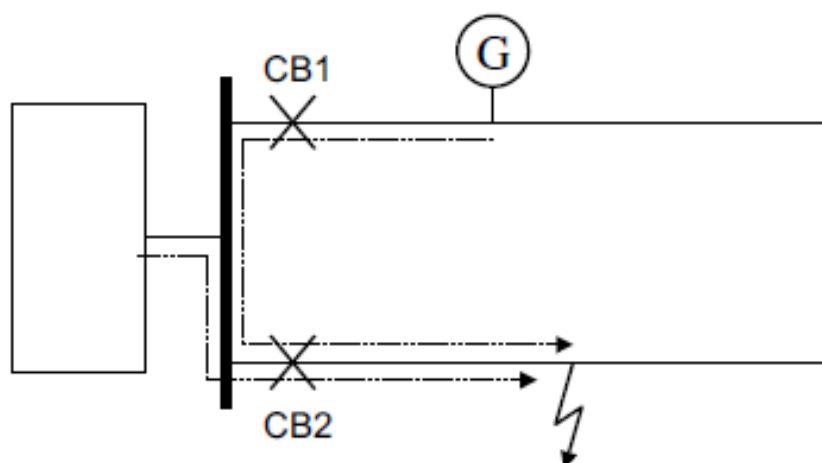


Figura 11 Falla en alimentador adyacente [20]

En la Figura 13 a continuación se puede observar otro caso[20], cuando la falla ocurre más arriba en la red.

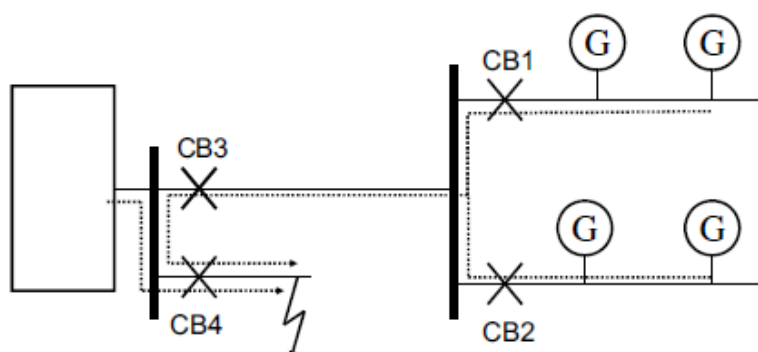


Figura 12 Falla aguas arriba de la barra donde se conecta la GD [20]

En este caso el disparo erróneo se puede dar en los interruptores CB1 y CB3, la falla se sitúa ahora más lejos resultando más difícil el salto de CB1 y CB2, sin embargo, con varias unidades de GD ocurre el mismo fenómeno de inyección de corriente aguas arriba lo que daría un resultado similar al caso anterior. Analizando ahora los dos alimentadores el mal disparo se daría en el interruptor CB3 provocando un fallo erróneo de la protección y no abriéndose el CB4 correspondiente a la falla.

Este caso discutido por los autores en [20] además añade:

*“El interruptor CB3 puede incluso estar a un nivel de voltaje más alto. En ese caso, grandes cantidades de generación podrían provocar la pérdida de una red de distribución completa debido a una falla cercana en el nivel de transmisión” [20].*

Una posible solución al caso de pérdida de selectividad, es aplicar relés direccionales frente a los típicos que solo miden la magnitud, otra opción sería estudiar los tiempo de operación de los relés para cada falta y asegurar una correcta actuación coordinada [21].

### **3.3.3 Operación errónea del reenganche automático**

Los reenganchadores son unos dispositivos que realizan la reconexión del interruptor automático una vez despejada la falta, de modo que se haga la más rápida y eficazmente posible.

Estos reenganchadores son en su mayoría utilizados en redes aéreas para despejar las fallas temporales, es decir el interruptor del alimentador se abre durante un breve periodo cuando se detecta la falla y luego se vuelve a cerrar.

La mayoría de las fallas que suceden en las líneas de distribución son transitorias por lo que el reenganchador es suficiente para eliminar la falta [20].

Tal y como su nombre indica las fallas temporales suelen disiparse a medida que el arco eléctrico decae durante el denominado como tiempo muerto del reenganchador, tiempo que el reenganchador permanece abierto. Posteriormente las condiciones normales de operación vuelven cuando se cierra el interruptor nuevamente.

Si la falla persiste, se procede nuevamente a repetir el proceso, pero con un tiempo muerto más largo, después del cual la falla se considera permanente.

Una instalación GD puede modificar y afectar a la reconexión cuando se encuentra en el mismo alimentador donde se ha producido la falla. La unidad GD debe desconectarse<sup>13</sup> durante el tiempo muerto del reenganche sino puede mantener el voltaje y el arco producido en la falla pareciendo que es de carácter

---

<sup>13</sup> Puede darse la situación de que la unidad se encuentre aislada de la red principal operando en modo isla contribuyendo así a la falta de cortocircuito [10].

permanente. Provocando así una interrupción más prolongada y dificulta la puesta de nuevo en servicio [21].

Otro problema es cuando se está produciendo el reenganche, si la GD no está desconectada correctamente puede producirse una reconexión asíncrona cambiando ángulo de fase y rotación de la instalación provocando daños mecánicos en la unidad, así como inyecciones de perturbaciones a la red [21].

Por lo tanto, en ambos casos debe desconectarse por seguridad la unidad de generación distribuida [21] .

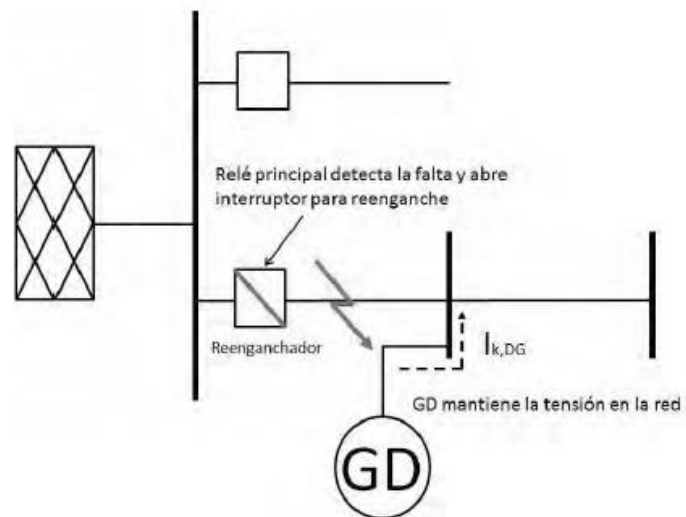


Figura 13 Fallo del reenganchador [10]

# Capítulo 4

## Caso de estudio

En este capítulo se presenta la red utilizada como caso de estudio. Se informa sus características y se valida utilizando el software DIgSILENT PowerFactory. Para ello se aplica Flujo de cargas para obtener el estado de la red antes de conectar la Generación Distribuida

### 4.1 Red propuesta

La simulación será realizada en la siguiente red escogida para su estudio. En la *Figura 14 Diagrama unifilar de la red*, se puede observar el diagrama unifilar de una red de naturaleza radial, característica de media tensión.

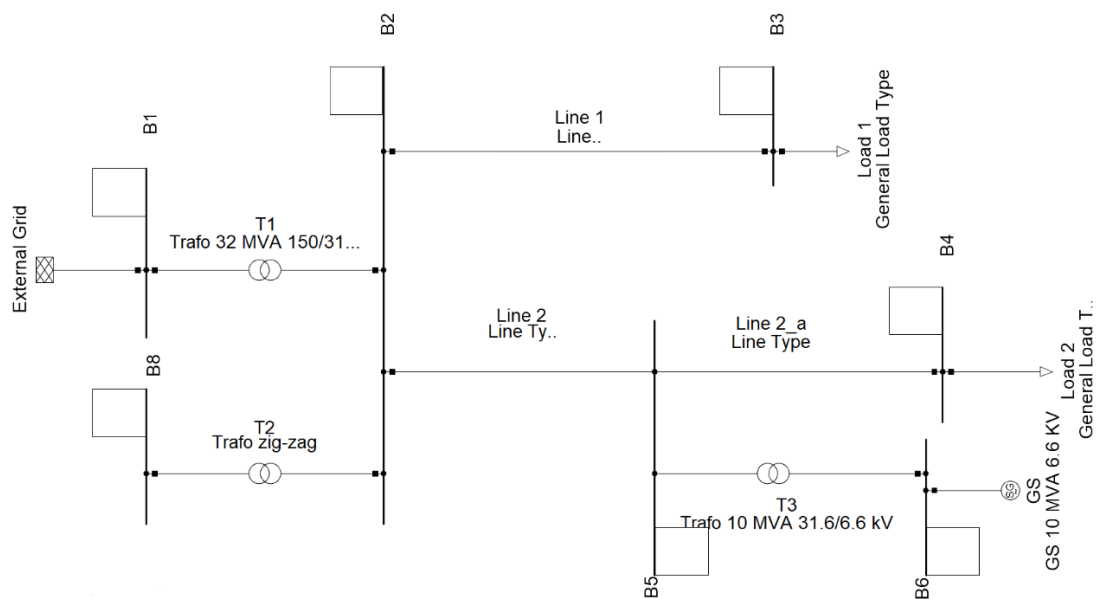


Figura 14 Diagrama unifilar de la red

La red de estudio se compone de dos líneas de 31.5 kV que se alimentan a través de una estación de transformación de relación 150/31.5 kV. La red se ha diseñado con una tensión de 150 kV, un transformador de  $S_n=32$  MVA para llevar la tensión a niveles de distribución mediante las dos líneas radiales y un transformador en zig-zag con resistencia de neutro para la puesta a tierra.<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Estos transformadores auxiliares conectados en zig-zag permiten realizar la puesta a tierra del sistema, particularmente la configuración en zigzag soporta mejor las intensidades de defecto.[30]

Al final de las líneas 1 y 2 hay cargas conectadas como impedancias constantes, se puede observar que en la línea 2 se procede a la conexión de un GD, modelado por un generador síncrono. La instalación se conecta a la línea 2 mediante un transformador elevador de potencia  $S_n=10$  MVA. La línea 2 se divide en dos tramos que nos ayudarán a situar la GD a diferentes distancias cambiando la longitud de estos.

La Tabla 2 muestra la longitud y las características de los conductores de la línea, las líneas 1 y 2 están compuestas por cables de aluminio con acero reforzado ACSR, por lo tanto, tienen los mismos atributos.

Nombre	Longitud(Km)	R 20°C ( $\Omega$ /Km)	jX ( $\Omega$ /Km)	C(nF/Km)	Z <sub>0</sub> /Z <sub>1</sub>	Sección(mm <sup>2</sup> )
L <sub>1</sub>	10	0,22	0,38	9,6	2	150
L <sub>2</sub>						

Tabla 2 Características de las Líneas

En la Tabla 3 se muestra la información relativa a las cargas utilizadas, la potencia activa (P) y la reactiva (Q) absorbida

Nombre	P(MW)	Q(Mvar)
Carga 1	10	2
Carga 2	10	2

Tabla 3 Características carga

Los transformadores utilizados en la red se detallan en la Tabla 4, grupo de conexión Potencia aparente (S) así como sus impedancias de secuencia positiva (Z<sub>1</sub>) y secuencia cero Z<sub>0</sub> expresada en por unidad (pu).

Transformador	Conexión	Potencia(S <sub>n</sub> ) MVA	Z <sub>1</sub> (pu)	Z <sub>0</sub> (pu)
150/31,5 kV	YNd1	32	0,0120+j 0,5795	0,0131+j 0,5795
6,6/31,5 kV	YNd1	10	0,05+j 1,15	0,04+j 0,092

Tabla 4 Características de los transformadores

El transformador de puesta a tierra en Zig-Zag por ser de distintas características se detalla en la Tabla 5

Transformador	Potencia nominal kVA	Impedancia homopolar( $\Omega$ )	Resistencia puesta a tierra( $\Omega$ )
Zig-Zag 31,5 kV	728	44	18

Tabla 5 Transformador de puesta a tierra



Las características del generador síncrono utilizado para simular la instalación de GD se muestran en la Tabla 6, las reactancias se expresan en por unidad tomando como potencia base la del generador  $S_n=10 \text{ MVA}$

Generador síncrono 6,6 KV	
Reactancia síncrona	2,5 pu
Reactancia transitoria ( $X'$ )	0,25 pu
Reactancia subtransitoria ( $X''$ )	0,20 pu
Reactancia síncrona inversa ( $X_2$ )	0,2 pu
Reactancia síncrona homopolar ( $X_0$ )	0,09 pu

Tabla 6 Características generador

Por último, las características de la red modelada en base  $S_b=100 \text{ MVA}$  y una tensión base de  $U_b= 150 \text{ kV}$  se muestran en la Tabla 7

Impedancia red 150 kV	$Z_0(pu)$	$Z_1(pu)$	$Z_2(pu)$
	0,00150+j0,00837	0,01423+j0,02814	0,01501+j0,02784

Tabla 7 Características de la red

El propósito de este estudio es cómo influye el generador en la red y concretamente en la protección de sobrecorriente es por ello por lo que se ha escogido una red de tipología y características sencillas, que de igual forma sirve para representar el caso propuesto siendo solo necesario un ejemplo de la red de media tensión para la distribución. Las conclusiones serían factibles para otros modelos de redes que guarden cierta similitud con la propuesta para el estudio.

## 4.2 Modelado y validación de red

### 4.2.1 DIgSILENT PowerFactory

Para llevar a cabo el modelado y simulación de la red anteriormente propuesta, se ha optado por utilizar el software DIgSILENT PowerFactory. Este programa desarrollado para el diseño y análisis de los sistemas eléctricos de potencia es una herramienta que permite estudiar todo tipo de sistemas eléctricos, mediante la simulación se logra llevar a cabo la planificación y operación para satisfacer las necesidades que el sistema requiera [22].

En la Figura 15, se puede apreciar el espacio de trabajo donde se ha llevado a cabo la simulación de la red propuesta. A la derecha se encuentran los diferentes elementos que nos permiten diseñar el sistema eléctrico de potencia en la ventana gráfica, abajo se muestran los resultados de la simulación. Por último, en la parte superior, la barra de herramientas nos permite llevar a cabo el flujo de carga y el análisis de cortocircuito utilizados en este trabajo.

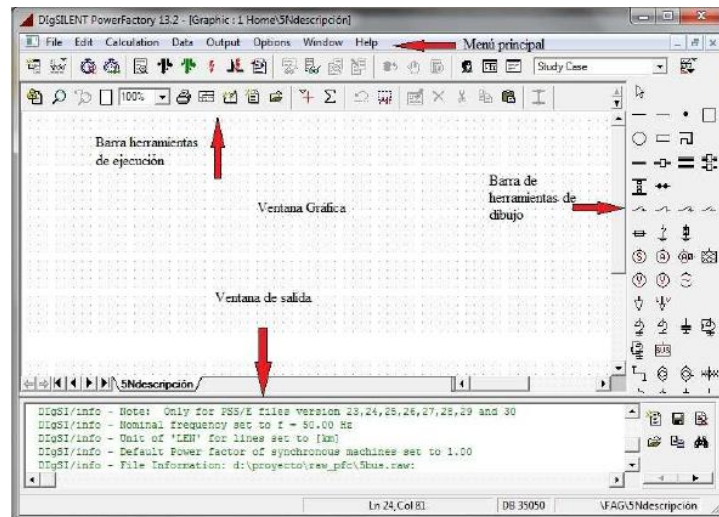


Figura 15 Zona de trabajo del programa [22]

En la *Figura 16 Diagrama unifilar modelado en DigSILENT*, se puede observar el unifilar de la red modelada en DigSILENT, la red será analizada primero sin la instalación GD (sombreada en gris) para comprobar su correcto funcionamiento previo al estudio y posteriormente se presentarán los diferentes escenarios.

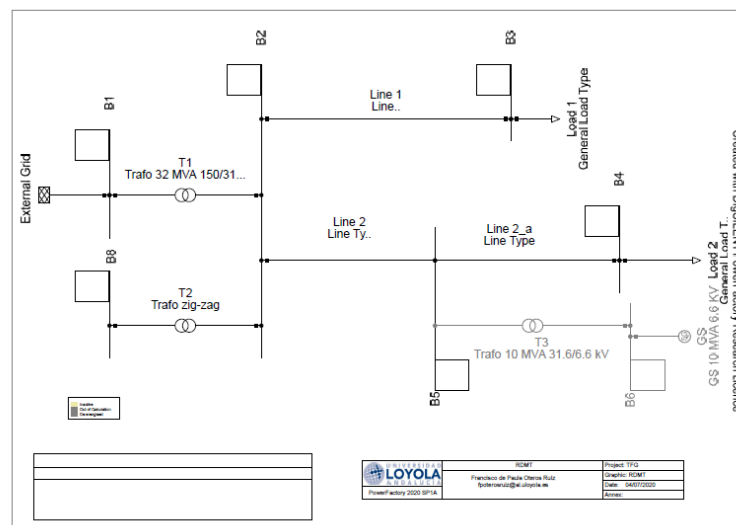


Figura 16 Diagrama unifilar modelado en DigSILENT

#### 4.2.2 Validación de la red

El primer paso para poder plantear y analizar los diferentes escenarios, es comprobar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de potencia propuesto para ello se realizará una simulación para comprobar el estado de este. La simulación consiste en realizar un “Flujo de carga” o flujo de potencia el cual teniendo en cuenta las condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia nos permite conocer información detallada de la red como los magnitud y ángulos de los voltajes en las barras, las potencias demandadas por las cargas además de la presente en líneas y transformadores, pérdidas del sistema y dónde se producen...etc. [23]

Para ello el software DlgSILENT realiza un método iterativo denominado NEWTOWN-RAHPSON[24], se asignan unos valores estimados a los voltajes de barra desconocidos a partir de los cuales se calculan nuevos valores teniendo en cuenta las potencias especificadas. Con cada iteración se obtiene nuevos valores en todas las barras y el proceso se repite hasta que apenas se encuentren diferencias en los resultados.

En la Figura 18 se muestra el flujo de carga realizado en el software, a primera vista ya se puede apreciar la situación del sistema, en las diferentes barras se muestran datos de tensión de línea, tensión en pu y el ángulo de desfase, por ejemplo, en la barra 1 que es la barra de referencia o nodo Slack a partir de la cual se hace el método iterativo, tiene 150 kV de tensión de línea 1 pu y 0 de desfase. Las líneas también arrojan resultados de potencia activa reactiva y magnitud de la corriente.

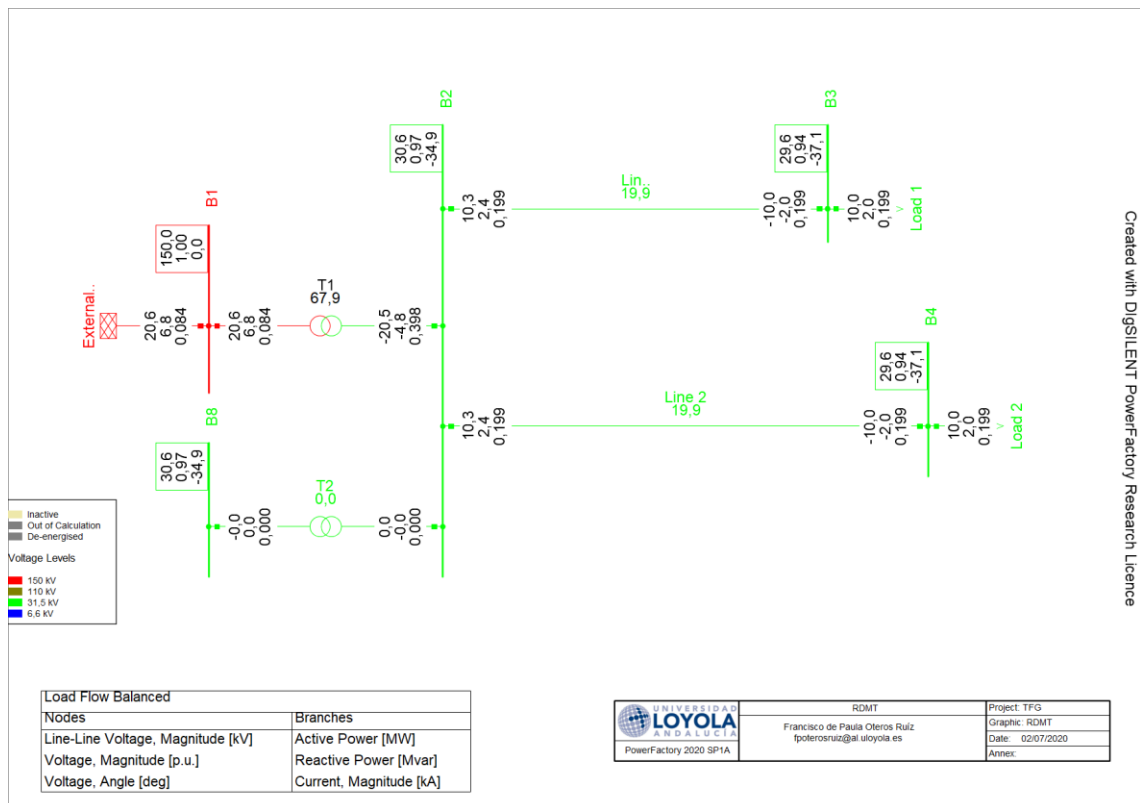


Figura 17 Diagrama unifilar después de realizar el flujo de carga

El flujo de carga no solo se limita al diagrama unifilar, el programa te permite elaborar diferentes informes con la información que se requiera, por ejemplo, en la *Figura 18 Datos de las barras tras el flujo de carga*, se muestra el informe de la situación en las diferentes barras del sistema. Se muestra información de tensión potencia activa y reactiva, factor de potencia, magnitud de corriente entre otros.

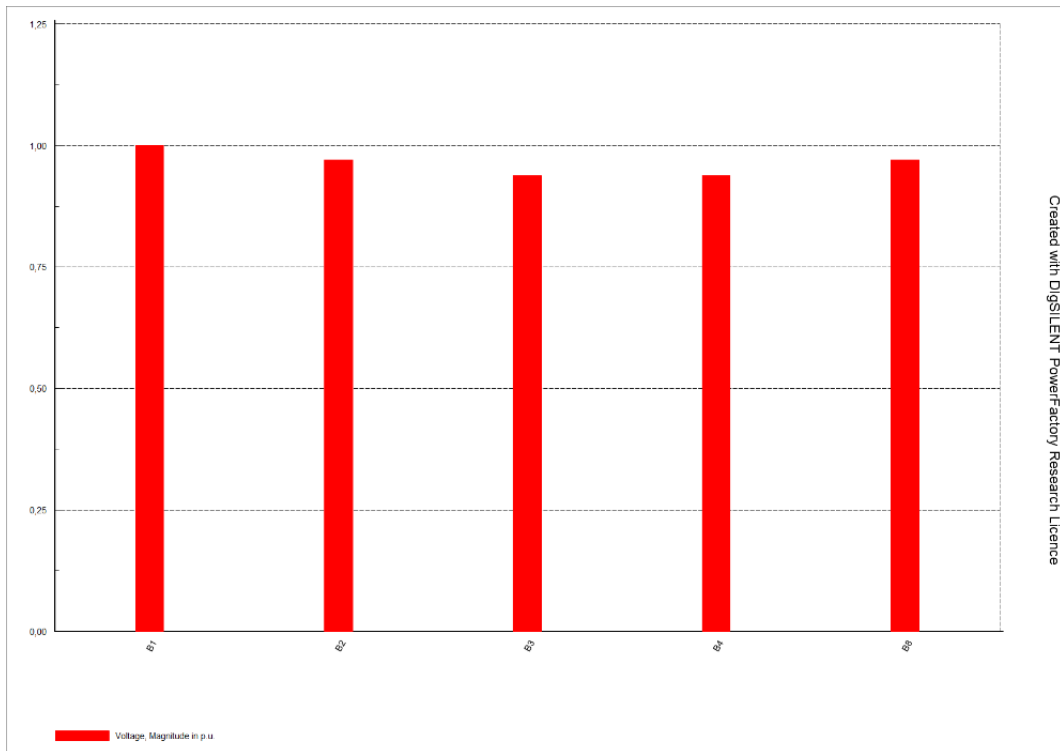
										DigSILENT		Project:													
										PowerFactory		-													
										2020 SP1A		Date: 04/07/2020													
Load Flow Calculation										Busbars/Terminals															
AC Load Flow, balanced, positive sequence										Automatic Model Adaptation for Convergence															
Automatic tap adjustment of transformers										Max. Acceptable Load Flow Error															
Consider reactive power limits										Bus Equations (HV)															
										Model Equations															
										1,00 kVA															
										0,10 %															
Grid: RDMT										System Stage: RDMT		Study Case: Red sin GD		Annex: / 1											
rated Voltage [kV] [p.u.]										Bus-voltage [kV] [deg]		Active Power [MW]		Reactive Power [Mvar]		Power Factor [-]		Current [kA]		Loading [%]		Additional Data			
B1										150,00		1,00 150,00 0,00		20,64 6,79 0,95 0,08		20,64 6,79 0,95 0,08		67,90		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0			
Cub_2 /Xnet										External Grid		20,64		6,79		0,95		0,08		67,90		Tap: 10000,00 MVA			
Cub_1 /Tr2										T1		20,64		6,79		0,95		0,08		67,90		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0	
B2										31,50		0,97 30,57 -34,92		-20,52 -4,85 -0,97 0,40		67,90		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0					
Cub_1 /Tr2										T1		-20,52		-4,85		-0,97		0,40		67,90		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0	
Cub_2 /Line										Line 1		10,26		2,42		0,97		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
Cub_3 /Line										Line 2		10,26		2,42		0,97		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
Cub_4 /Tr2										T2		0,00		-0,00		1,00		0,00		0,00		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0	
B3										31,50		0,94 29,55 -37,05		10,00 2,00 0,98 0,20		19,92		Tap: 10,00 MW		Q10: 2,00 Mvar					
Cub_2 /Lod										Load 1		-10,00		-2,00		-0,98		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
Cub_1 /Line										Line 1		-10,00		-2,00		-0,98		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
Grid: RDMT										System Stage: RDMT		Study Case: Red sin GD		Annex: / 2											
rated Voltage [kV] [p.u.]										Bus-voltage [kV] [deg]		Active Power [MW]		Reactive Power [Mvar]		Power Factor [-]		Current [kA]		Loading [%]		Additional Data			
B4										31,50		0,94 29,55 -37,05		10,00 2,00 0,98 0,20		19,92		Tap: 10,00 MW		Q10: 2,00 Mvar					
Cub_2 /Lod										Load 2		-10,00		-2,00		-0,98		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
Cub_1 /Line										Line 2		-10,00		-2,00		-0,98		0,20		19,92		Tap: 261,83 kW		cLoad: 0,03 Mvar L: 10,00 km	
B8										31,50		0,97 30,57 -34,92		-0,00 0,00 -1,00 0,00		0,00		0,00		0,00		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0	
Cub_1 /Tr2										T2		-0,00		0,00		-1,00		0,00		0,00		Tap: 0,00		Min: 0 Max: 0	

Grid: RDMT		System Stage: RDMT				Study Case: Red sin			
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]
B1	150,00	1,00	150,00	0,00					
Cub_2 /Xnet			External Grid		20,64	6,79	0,95	0,08	
Cub_1 /Tr2			T1		20,64	6,79	0,95	0,08	67,90
B2	31,50	0,97	30,57	-34,92					
Cub_1 /Tr2			T1		-20,52	-4,85	-0,97	0,40	67,90
Cub_2 /Lne			Line 1		10,26	2,42	0,97	0,20	19,92
Cub_3 /Lne			Line 2		10,26	2,42	0,97	0,20	19,92
Cub_4 /Tr2			T2		0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00
B3	31,50	0,94	29,55	-37,05					
Cub_2 /Lod			Load 1		10,00	2,00	0,98	0,20	
Cub_1 /Lne			Line 1		-10,00	-2,00	-0,98	0,20	19,92
B4	31,50	0,94	29,55	-37,05					
Cub_2 /Lod			Load 2		10,00	2,00	0,98	0,20	
Cub_1 /Lne			Line 2		-10,00	-2,00	-0,98	0,20	19,92
B8	31,50	0,97	30,57	-34,92					
Cub_1 /Tr2			T2		-0,00	0,00	-1,00	0,00	0,00

Figura 19 Ampliación datos flujo de carga

A partir de estos datos es fácil conocer las principales características de nuestra red y si opera de manera correcta sin sobretensiones o pérdidas excesivas, aun así, DIgSILENT no se queda ahí nos permite ver en más detalle la evolución de las tensiones y las pérdidas.

La *Figura 20 Tensiones (pu) de las barras tras el flujo de carga*, muestra los valores por unidad de las tensiones en las barras del sistema de potencia tras el análisis de flujo de carga, se ve que la barra 1 (Slack) referente es la que tiene el valor, la barra 2 con un valor de 0,97, la barra 3 con 0,94 pu y por último la barra 8 con 0,97 pu.



*Figura 20 Tensiones (pu) de las barras tras el flujo de carga*

La calidad del servicio de la red depende en gran medida de la regulación de tensión para mantener la estabilidad por ello el operador del sistema que en España es REE, fija por normativa los intervalos de tensión a los que la red debe operar. Estos valores según la norma vigente tienen que estar entre 0,95 y 1,05 pu [25]. En este caso la barra 3 estaría por debajo de lo exigido por la normativa, pero se debe añadir que la red simple modelada no cuenta con dispositivos y controladores para garantizar la regulación de la tensión siendo la prioridad de este estudio el impacto de la GD, no obstante, con la inclusión de la instalación se verán afectados los valores de las tensiones en cada barra del sistema.

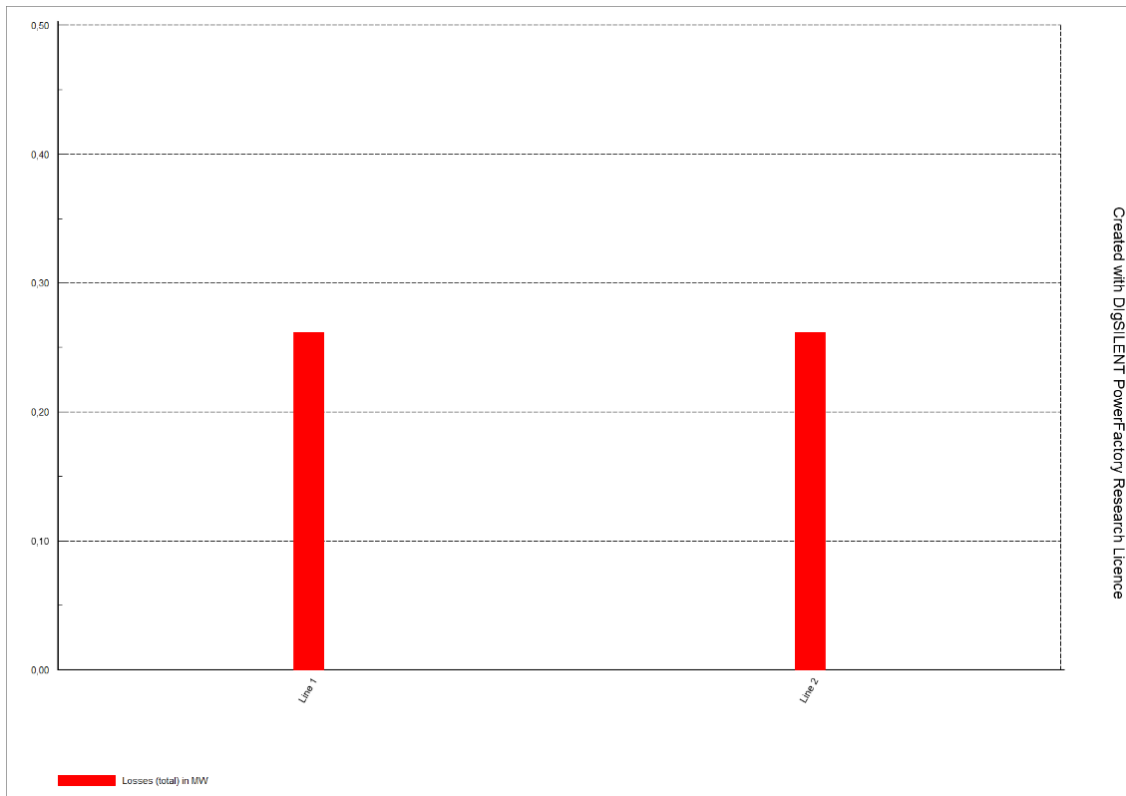


Figura 21 Pérdidas (pu) en las líneas

La Figura 21 muestra las pérdidas de flujo de potencia (MW) producida en las líneas, al ser ambas de igual longitud y características al igual que sus respectivas cargas los valores son iguales. Podemos comprobar tanto en el diagrama unifilar de la *Figura 18 Datos de las barras tras el flujo de carga*, como en los datos de la *Figura 19 Ampliación datos flujo de carga*, como varía el valor de potencia activa, siendo los valores de la Figura 19 más exactos ya que en el diagrama se redondea los valores.

En los datos podemos observar cómo desde la barra 2 con una potencia activa de 10,26 MW la potencia se reduce hasta la demandada por la carga de la barra 3 que es 10 MW perdiéndose así en la línea 0.26 MW de potencia activa. Las pérdidas en los conductores de las líneas están relacionadas con la longitud de la misma, la intensidad, la impedancia del conductor y los flujos de potencia [26].



# Capítulo 5

## Metodología propuesta para el estudio del impacto de la unidad GD en la protección de sobreintensidad (51)

En este capítulo se analiza mediante diferentes escenarios, los efectos que produce el generador en la red y en la línea a la cual se acopla. Los efectos son de gran relevancia ya que aguas arriba, en la cabecera del alimentador, el relé de sobreintensidad protege ante fallas a la red, de naturaleza radial, ejerciendo de actuador para el interruptor automático que actuaría abriendo la línea para aislar la falta.

### 5.1 Definición y análisis de escenarios

Como se ha explicado en los capítulos anteriores la red radial que no está diseñada para la inclusión de un generador no sería capaz de aislar las faltas ocurridas en la línea.

Entra aquí el mencionado anteriormente como problema de selectividad de los dispositivos de protección o “the blinding problem” [19], el cual quedará demostrado mediante la simulación de cortocircuito y cómo el generador produce una inyección de corriente que afecta a la cabecera del alimentador.

Se supondrán tres escenarios distintos, en la línea 2 se procederá a conectar el generador síncrono a través de un transformador elevador. Los diferentes escenarios supondrán la colocación de la unidad de GD a diferentes distancias de la barra 2, a fin de ver cómo varía los efectos dependiendo de la distancia.

Los escenarios serán:

- Unidad conectada para una distancia  $d = 25\%$  de la barra 2
- Unidad conectada para una distancia  $d = 50\%$  de la barra 2
- Unidad conectada para una distancia  $d = 75\%$  de la barra 2

Se comparará en cada escenario mediante un flujo de carga el estado de la red con la unidad de GD conectada y desconectada.

### 5.1.1 Unidad GD a una distancia del 25 % de la barra 2

#### Unidad GD no conectada

El primer paso será realizar un flujo de carga con el generador desconectado para comprobar inicialmente el estado del sistema, aún sin el generador conectado si estará conectada la barra 5 (B5) y podremos comprobar la tensión en el punto de conexión antes y después de insertar la GD.

En la Figura 22 se presenta el diagrama unifilar de la red tras la realización del flujo de carga para el caso de este apartado ( $d=25\%$ ), como se puede observar el relé (cuadrado azul) de sobreintensidad está colocado por encima de la interconexión de la unidad GD, en este momento desconectada. La intensidad que le llegará al relé cuando se produzca la falta será la misma que aparece en la cabecera del alimentador (barra 2), que ahora sin haberse producido la falta es de 0.199 kA.

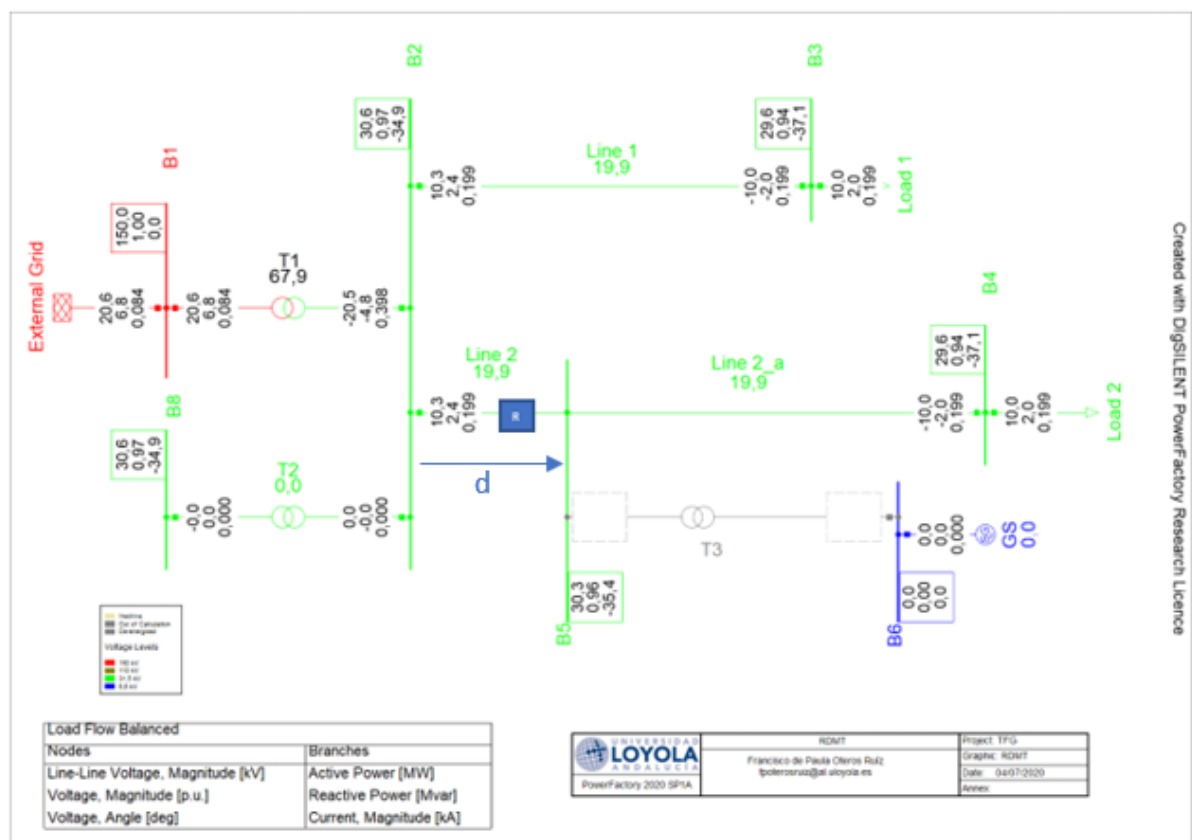


Figura 22 Flujo de carga sin GD 25%

En la *Figura 23 Tensiones en las barras sin GD 25%* y en la *Figura 24 Pérdidas en las líneas tras flujo de carga sin GD 25%*, se muestran las tensiones en cada barra y las pérdidas en las líneas respectivamente. Cuando se conecta a una línea existente una nueva barra DIgSILENT divide en dos secciones la línea principal por eso aparece Línea 2 y Línea 2a.

Si comparamos las tensiones por unidad con las de la *Figura 17 Diagrama unifilar después de realizar el flujo de carga*, podemos ver como las tensiones en las barras no han cambiado por la inclusión de una nueva, tiene sentido porque no se ha conectado aún la instalación GD, por lo tanto, su barra correspondiente barra 6 tiene tensión 0.

Sin embargo, si comparamos las pérdidas con las de la *Figura 21 Pérdidas (pu) en las líneas*, la de la línea 1 sigue igual pues no ha habido cambios en ella, no obstante como la 2 se ha separado en dos secciones una por encima del 0.05 y otra en torno al 0.2 de pérdidas de potencia activa (MW) el programa indica la pérdida en ambas pero como no hay nada conectado la línea sigue funcionando, resultando tener un valor similar al de la Figura 21 (0.26 MW).

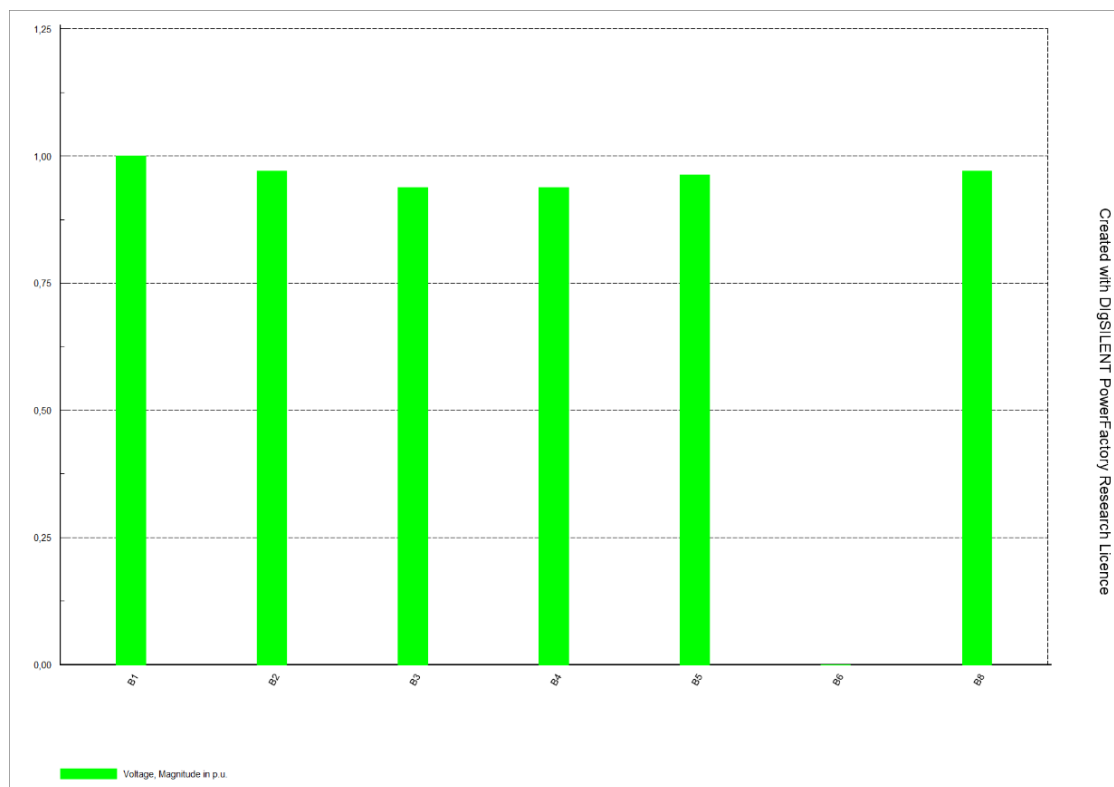


Figura 23 Tensiones en las barras sin GD 25%

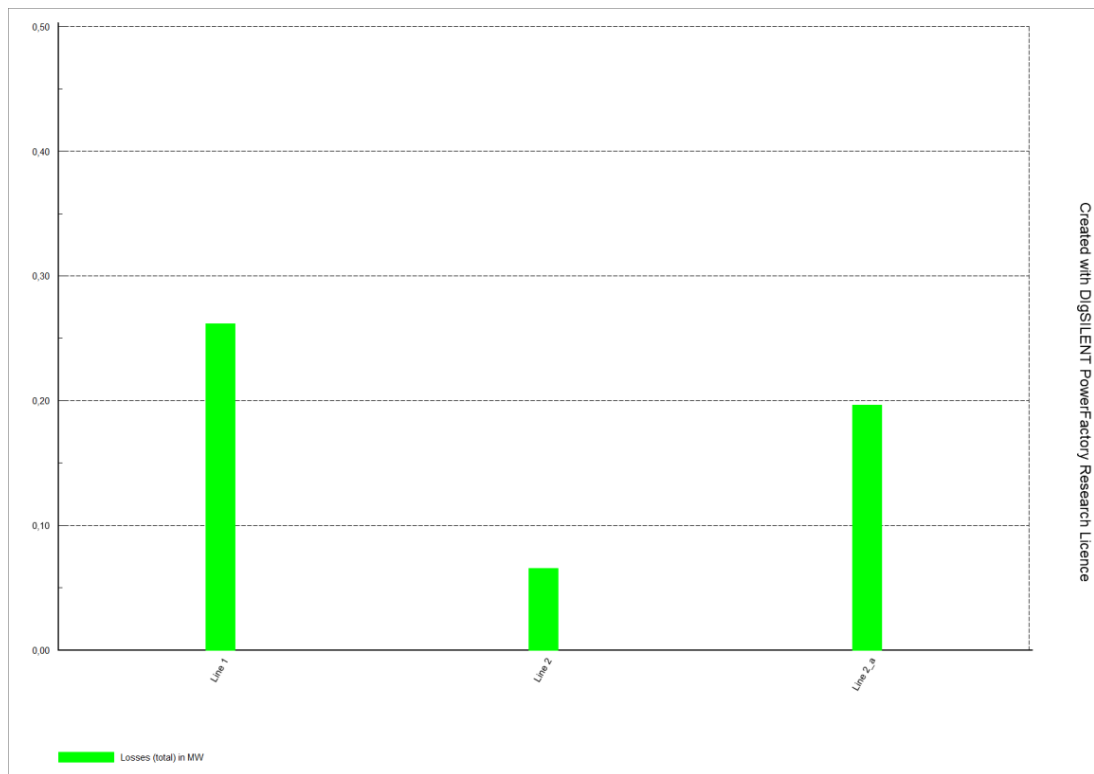


Figura 24 Pérdidas en las líneas tras flujo de carga sin GD 25%

Se muestra a continuación el cortocircuito al final de la línea 2 sin conectar la unidad GD.

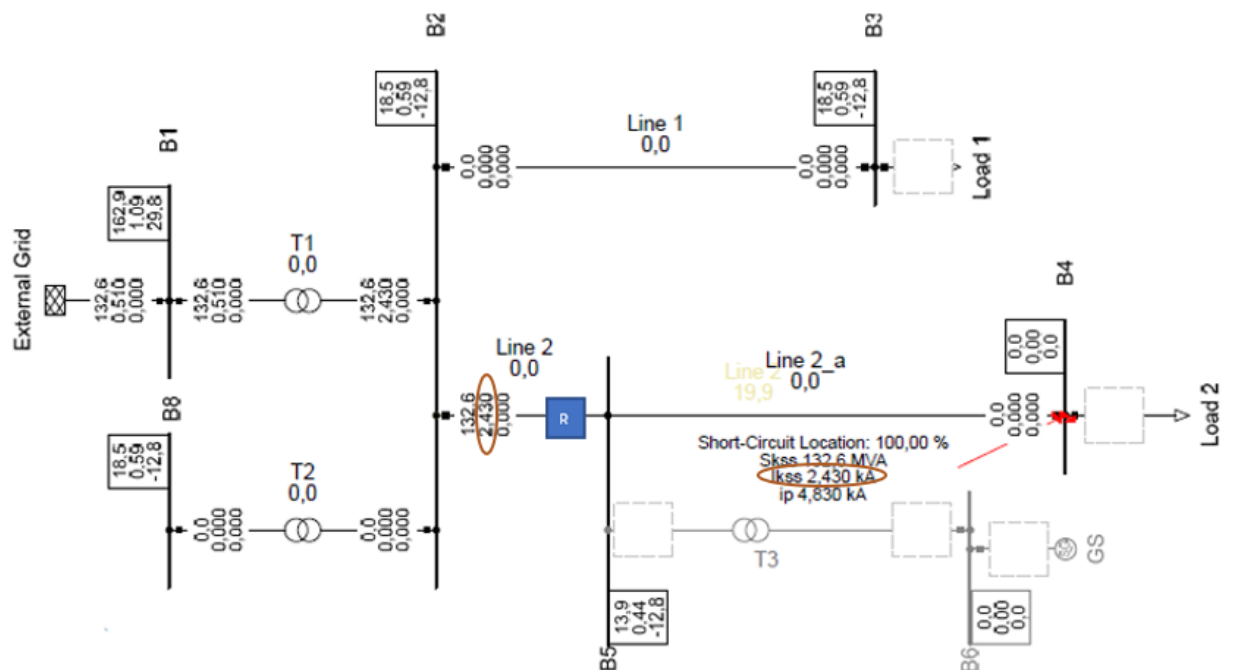


Figura 25 Cortocircuito en la red sin GD 25%

En la Figura en la línea dos se ve que la potencia de cortocircuito asciende hasta los 132,6 MVA, con una corriente de cortocircuito de 2,430 kA y un pico máximo  $i_p$  de 4,830 kA.

Es importante conocer el estado de la red después del cortocircuito sin conectar la unidad de GD. La red se concibe como una red radial, en este caso la intensidad de cortocircuito  $I_{kss}$  o como la denominaremos en el estudio intensidad de falla ( $I_f$ ) conserva la misma magnitud a lo largo de la línea, tal y como aparece marcado en la Figura 25.

Al ocurrir la falla al final, el relé colocado aguas arriba detecta la corriente y ordena la apertura del interruptor automático. El relé por lo tanto está configurado para activar el interruptor automático para una sobreintensidad en la línea igual a 2,430 kA.

Cuando implementamos una unidad GD a una red con protecciones basadas en una naturaleza radial comprobaremos cómo estas pierden su eficacia.

### Unidad GD conectada

A continuación, se realizará el análisis de flujo de carga y cortocircuito con la unidad GD conectada.

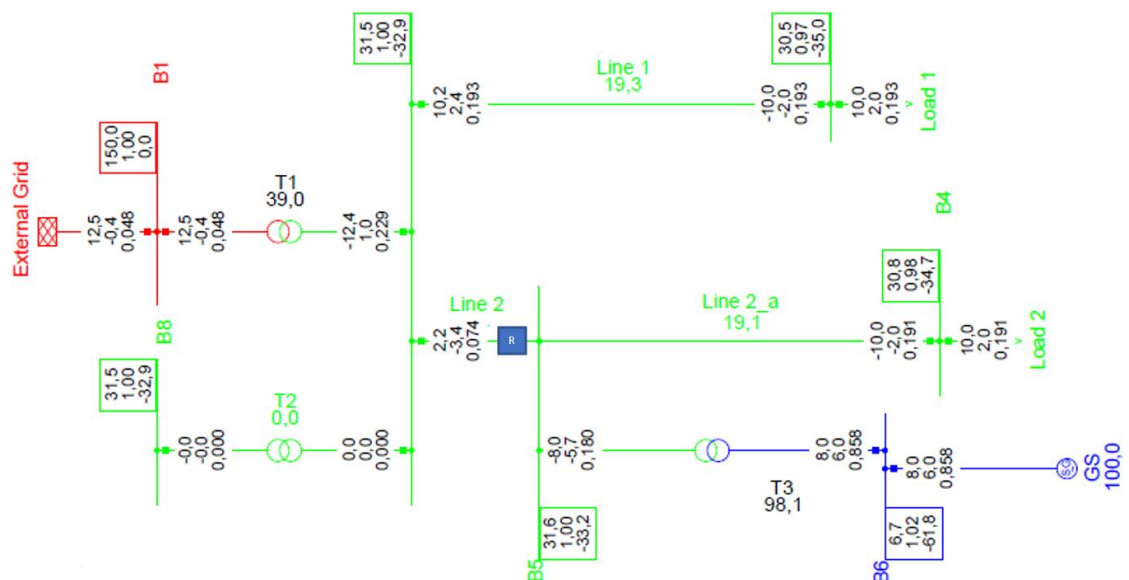


Figura 26 Flujo de carga con GD 25%

Con la inserción de la GD, las tensiones en las barras han subido respecto a la *Figura 22 Flujo de carga sin GD 25%* tal como se aprecia si es comparada con la *Figura 26 Flujo de carga con GD 25%*, ahora el problema que mencionábamos de la regulación de tensión estaría solventado pues la instalación GD consigue que todas las barras estén dentro del rango (0,95-1,05) admisible de tensión.

La magnitud de la corriente ha disminuido y parte de la potencia activa 8 (MW) es ahora demandada por la barra 5. En cuanto a las pérdidas mostradas en la *Figura 28 Pérdidas en la línea tras el flujo de carga con GD 25%*, se mantienen como antes.

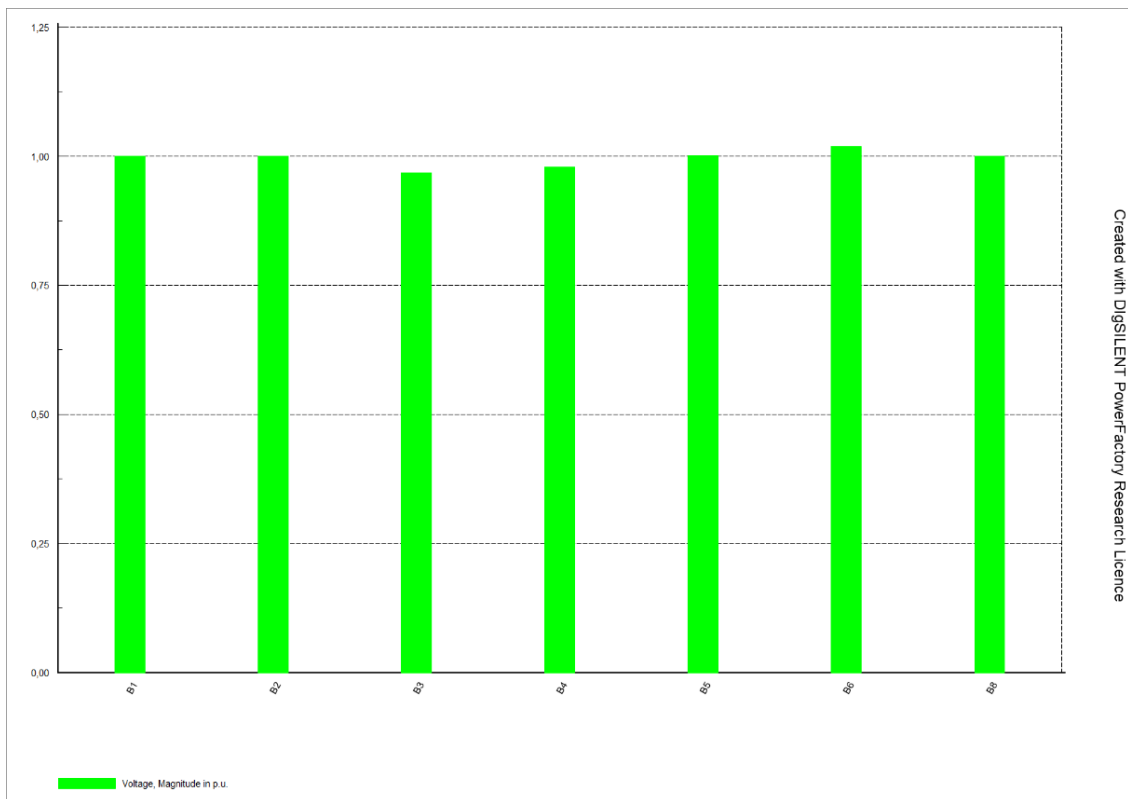


Figura 27 Tensiones en las barras con GD tras el flujo de carga 25%

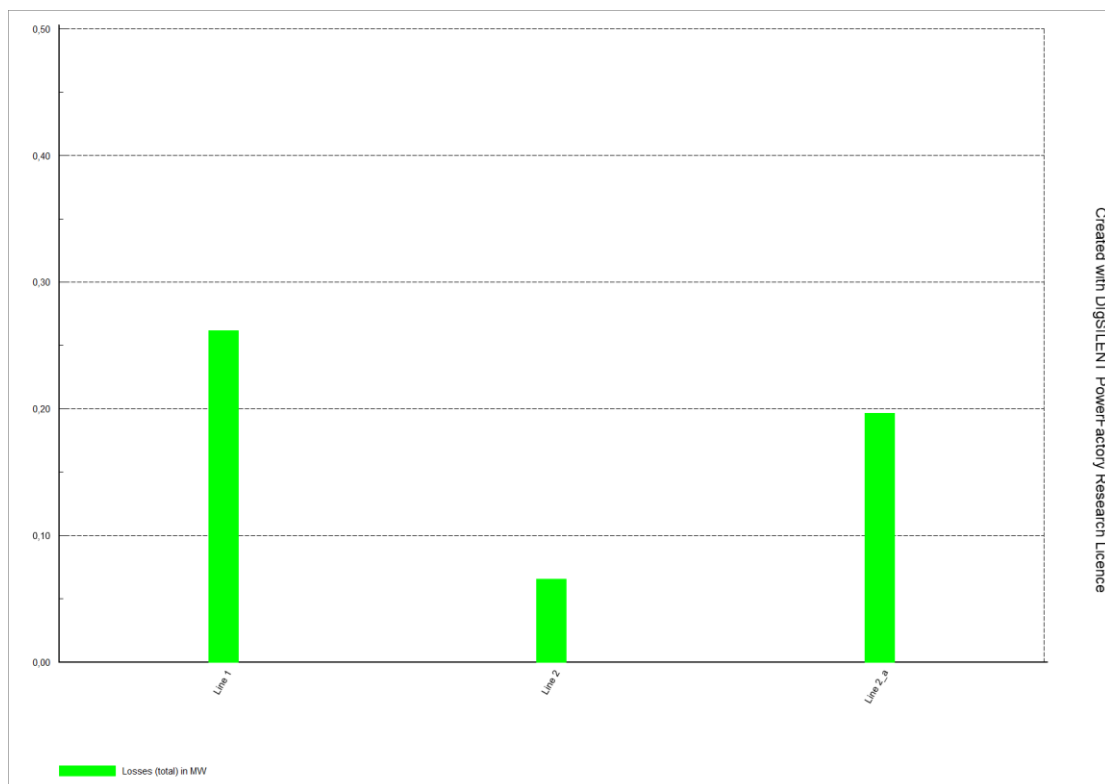


Figura 28 Pérdidas en la línea tras el flujo de carga con GD 25%

A continuación, se procede a realizar el análisis de cortocircuito de una falla trifásica al final de la línea 2 con la unidad GD conectada.

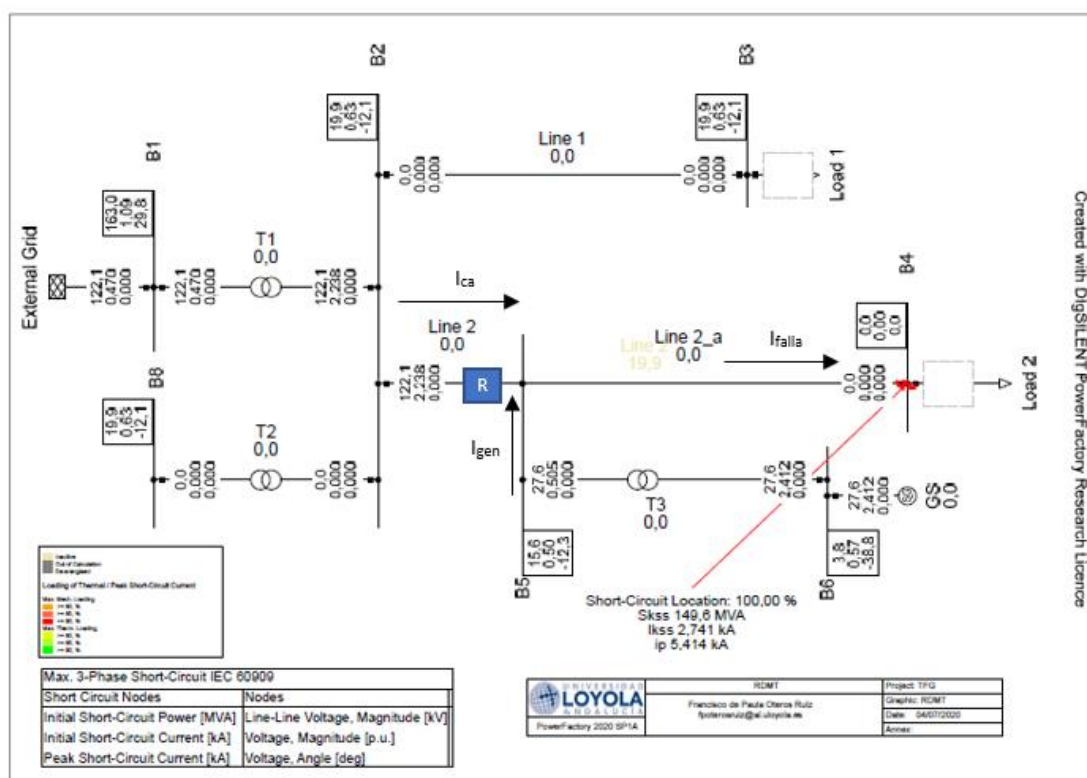


Figura 29 Cortocircuito con GD 25%

Para una mejor visualización se mostrará una ampliación de la zona a estudiar.

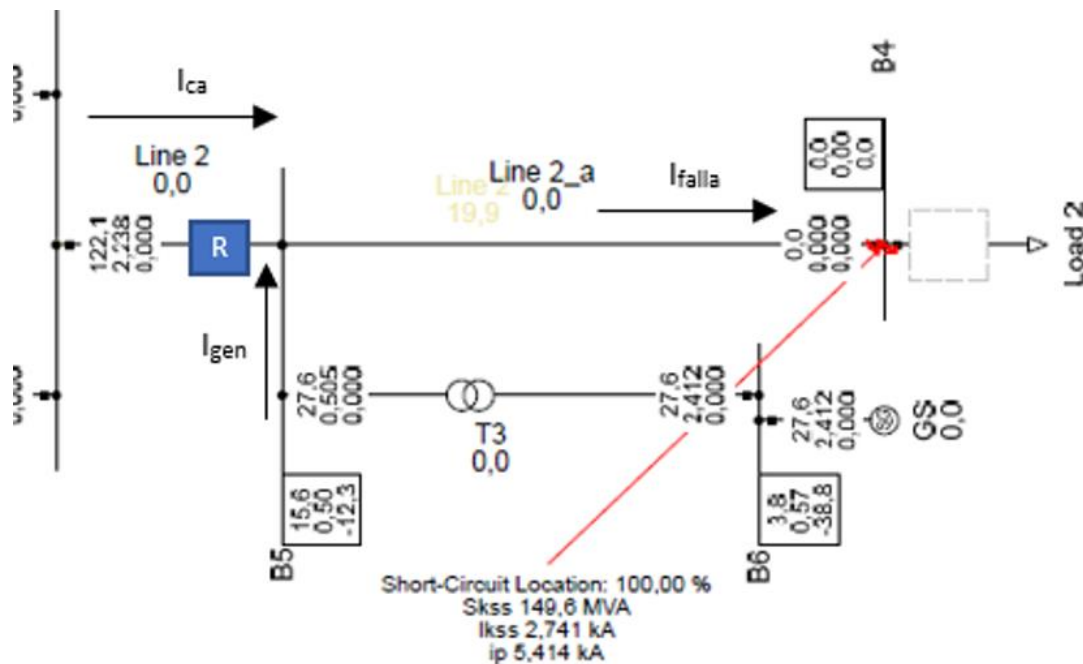


Figura 30 Ampliación cortocircuito con GD 25%

La imagen 5.9 nos da una gran información sobre el efecto producido por la unidad GD. En primer lugar, la corriente de cortocircuito al final de la línea ha aumentado de un 2,439 kA a 2,741 kA se supone que una vez alcanzado el valor de 2,430 kA para el cual la protección ha sido diseñada el interruptor automático se abrirá y no supondrá un peligro para la red. Sin embargo, si ahora observamos la magnitud de corriente en la cabecera del alimentador que sería la misma corriente que el relé mide podremos comprobar el error.

Se ha añadido para una mejor comprensión unas flechas indicando las principales corrientes que aparecen en el cortocircuito. La magnitud de corriente vista por el relé es 2,238 kA por lo que desde el punto de vista del relé no se ha producido una falla al final de la línea 2.

La corriente total de falla  $I_{falla}$  es la suma de la corriente (Ley de Kirchhoff) aportada por el generador  $I_{gen}$  y la suministrada a través de la cabecera del alimentador  $I_{ca}$ .

$$I_{falla} = I_{ca} + I_{gen} \text{ (kA)}$$

El principal efecto de la unidad GD son los cambios de flujo de corriente y al funcionar la unidad GD como un alimentador en paralelo de la falla, la



intensidad vista aguas arriba por el relé siempre se ve reducida impidiendo al relé detectar la falta, lo que produce el principal problema de selectividad de la protección y uno de los impactos más evidentes de la GD en el sistema de protección [15].

La Figura 32 muestra las tensiones en las diferentes barras después del cortocircuito, la barra 4 por ser la que sufre el cortocircuito es evidente que tiene una caída total de la tensión, la demás sufren también una importante bajada en torno al 0.6 pu, y la barra 1 (slack) ha aumentado considerablemente la tensión.

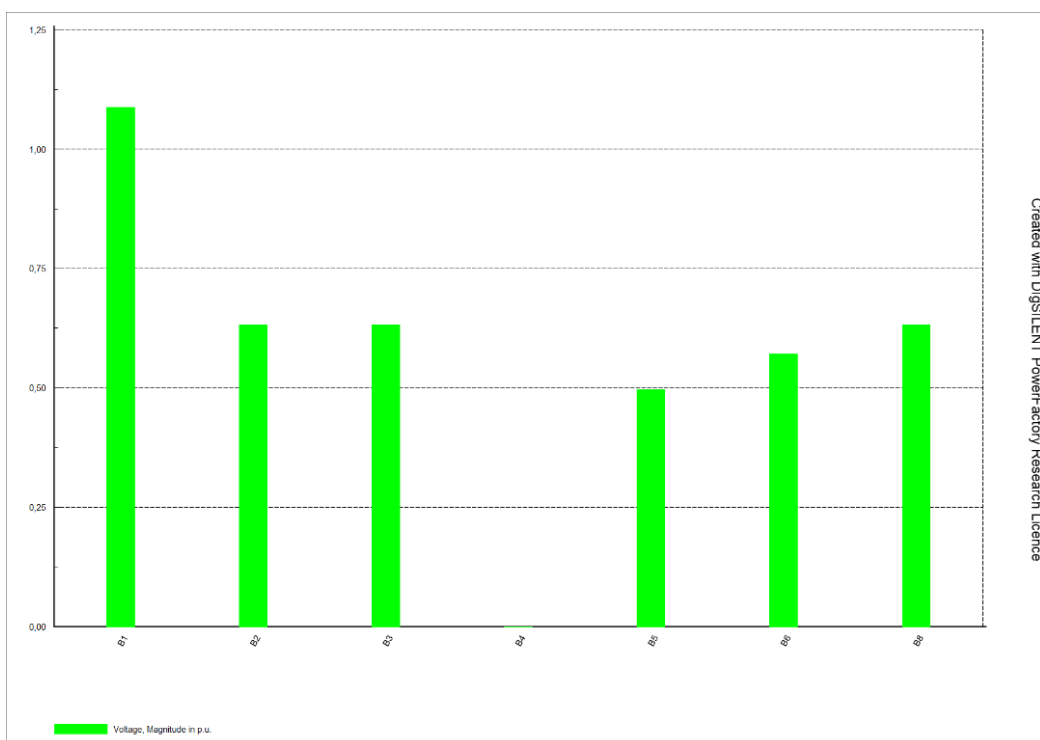


Figura 31 Tensiones en las barras tras el cortocircuito L2 con GD 25%

La tabla 8 muestra un resumen de los datos obtenidos en la simulación de este caso para una distancia  $d = 25\%$  respecto la barra 2. Mostrando la principal diferencia entre las corrientes  $I_{ca}$  con y sin GD por lo que se vería afectada el relé de sobreintensidad.

Simulación de CC	Unidad GD conectada					Unidad GD no conectada		
Distancia respecto barra 2 (%)	I <sub>ca</sub> (kA)	I <sub>gen</sub> (kA)	I <sub>falla</sub> (kA)	V <sub>gen</sub> (kV)	V <sub>gen</sub> (pu)	I <sub>ca</sub> (kA)	V <sub>gen</sub> (kV)	V <sub>gen</sub> (pu)
25	2,238	0,505	2,741	15,6	0,5	2,43	13,9	0,44

Tabla 8 Datos cortocircuito con y sin GD 25%

Se procederá ahora a analizar los siguientes casos, pero solo se mostrará los datos necesarios, siendo la misma metodología que para el caso primero. Al final se mostrará una tabla resumen de los 3 escenarios de estudio.

### 5.1.2 Unidad GD a una distancia del 50 % de la barra 2

Se realizará el flujo de carga a la distancia d (50%) de la barra 2 y el análisis de cortocircuito mostrando los resultados al final. Al ser la misma metodología que se ha explicado en el apartado anterior no se explicará nuevamente salvo lo relativo a los datos nuevos.

Tanto el flujo de carga como el cortocircuito sin GD no se mostrarán gráficamente pero sí en la tabla final con los resultados finales.

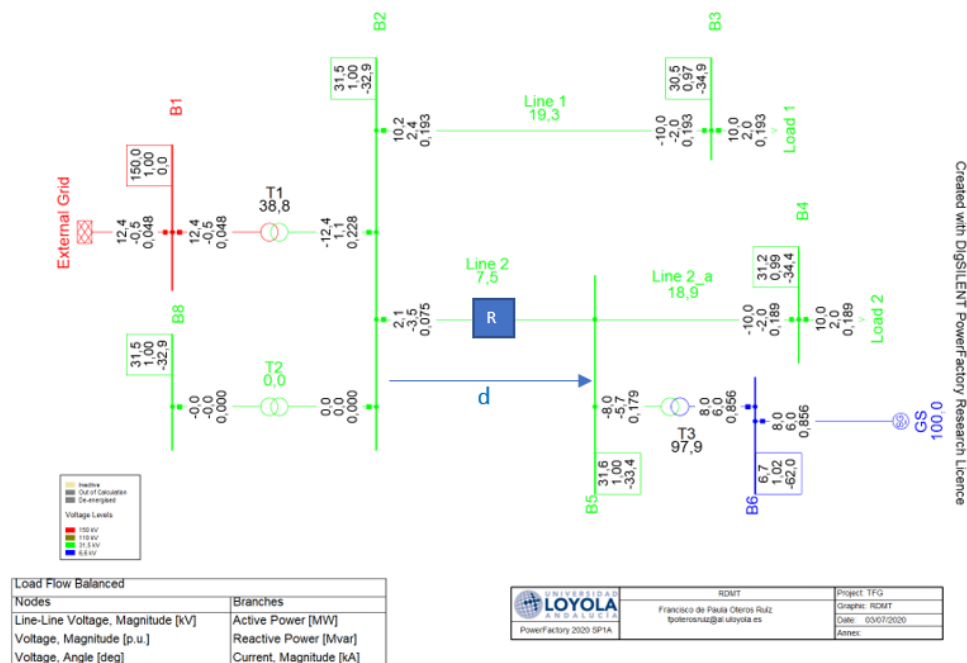


Figura 32 Flujo de carga con GD 50%

Se comprueba como los niveles de tensión apenas han variado respecto a la *Figura 26 Flujo de carga con GD 25%*, como mucho un 0.1 al igual que las

potencia y corriente. Sin embargo, las pérdidas en la sección 2 de la línea han bajado y las de la sección 2a han aumentado.

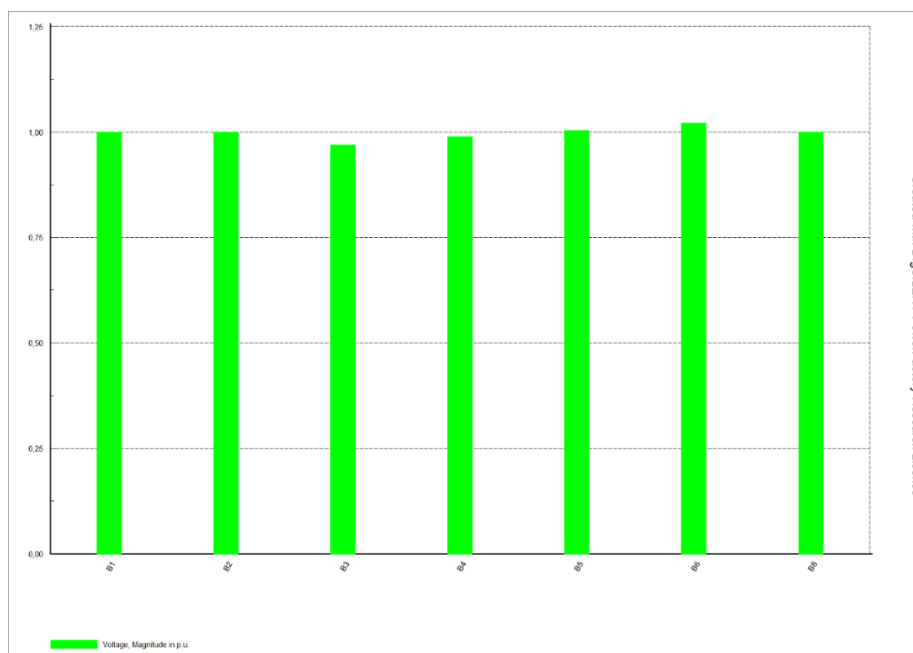


Figura 33 Tensiones flujo de carga con GD 50 %

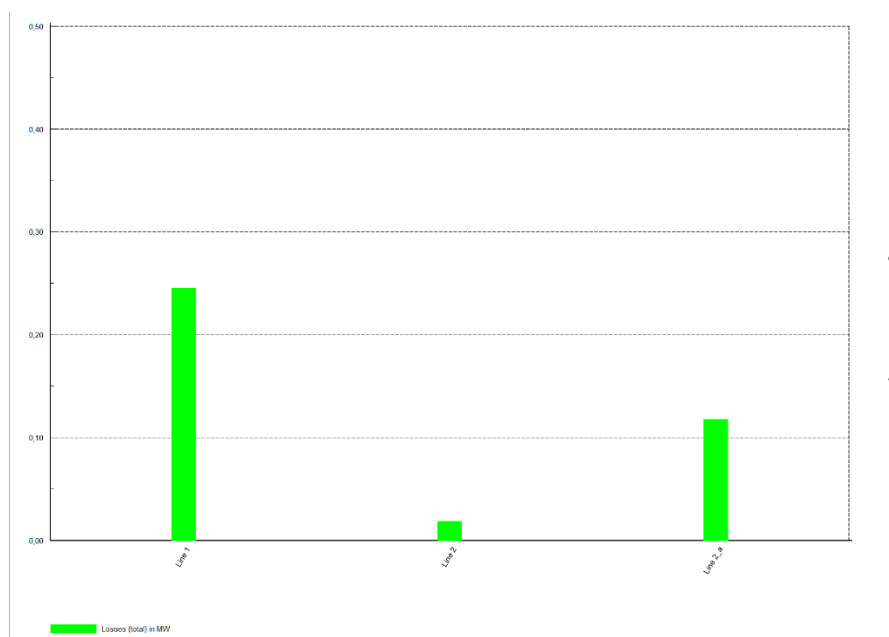


Figura 34 Pérdidas flujo de carga con GD 50%

Se realiza el análisis de cortocircuito para  $d=50\%$ , mostrado primero sin GD en la Figura 35 se ve como los valores de corriente coinciden con el anterior.

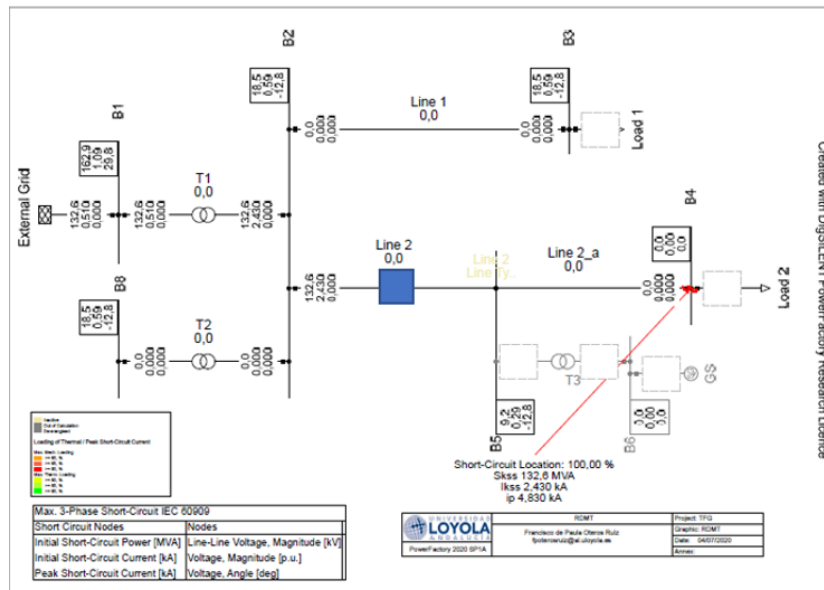


Figura 35 Cortocircuito sin GD 50%

En la Figura 37 se aprecia como se repite el fenómeno del caso anterior en el que la corriente en la cabecera es menor que la de la falla y menor que la configurada para el relé 2,430 kA, que no detectará la falta.

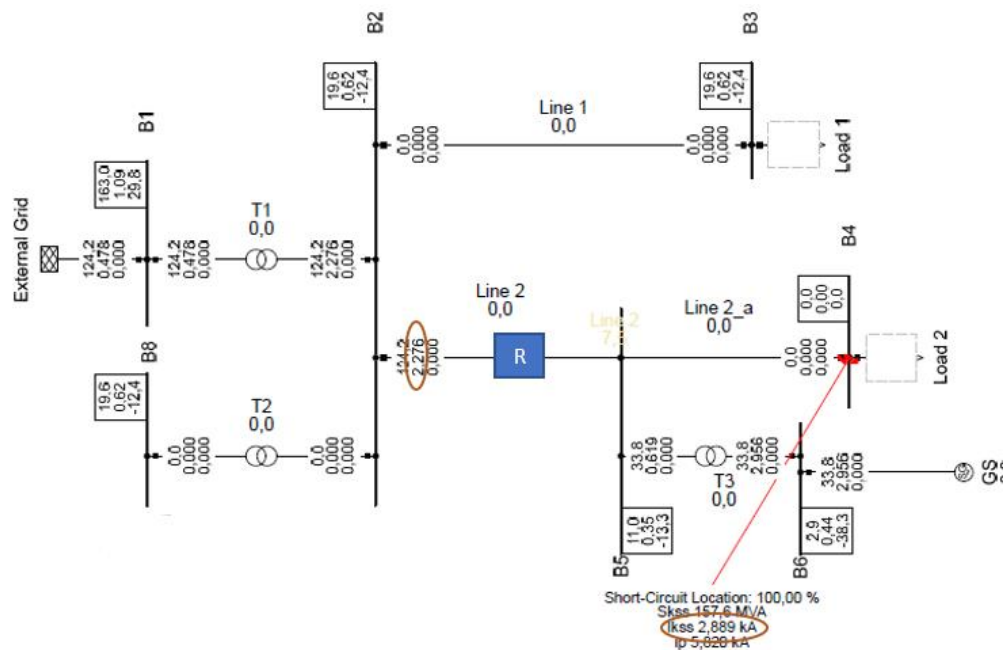


Figura 36 Ampliación cortocircuito con GD 50%

Las corrientes han aumentado pero las tensiones han disminuido en todas las barras.

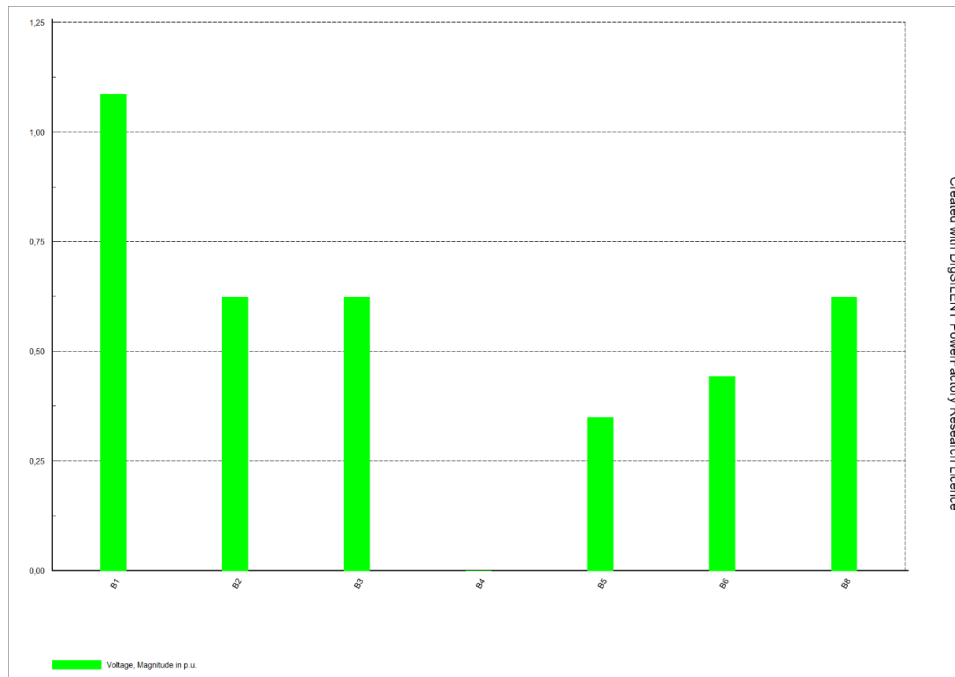


Figura 37 Tensiones cortocircuito con GD 50%

En la tabla 9 se muestran los resultados del cortocircuito de las principales corrientes que importan para nuestro estudio, Se aprecia como al aumentar la distancia respecto la barra 2 aumenta las tensiones a la vez que las tensiones han disminuido aun cuando no está conectada la GD. El problema de la selectividad sigue presente pues la corriente captada por el relé difiere casi 0.2 kA de la cual está configurado para actuar.

Simulación de CC	Unidad GD conectada					Unidad GD no conectada		
Distancia respecto barra 2 (%)	I <sub>ca</sub> (kA)	I <sub>gen</sub> (kA)	I <sub>falla</sub> (kA)	V <sub>gen</sub> (kV)	V <sub>gen</sub> (pu)	I <sub>ca</sub> (kA)	V <sub>gen</sub> (kV)	V <sub>gen</sub> (pu)
50	2,276	0,619	2,889	11	0,35	2,43	9,2	0,29

Tabla 9 Resultados cortocircuito 50%

### 5.1.3 Unidad GD a una distancia del 75 % de la barra 2

Se procede a la presentación del último escenario colocando la conexión de la instalación GD a una distancia d igual al 75% de la longitud de la línea 2.



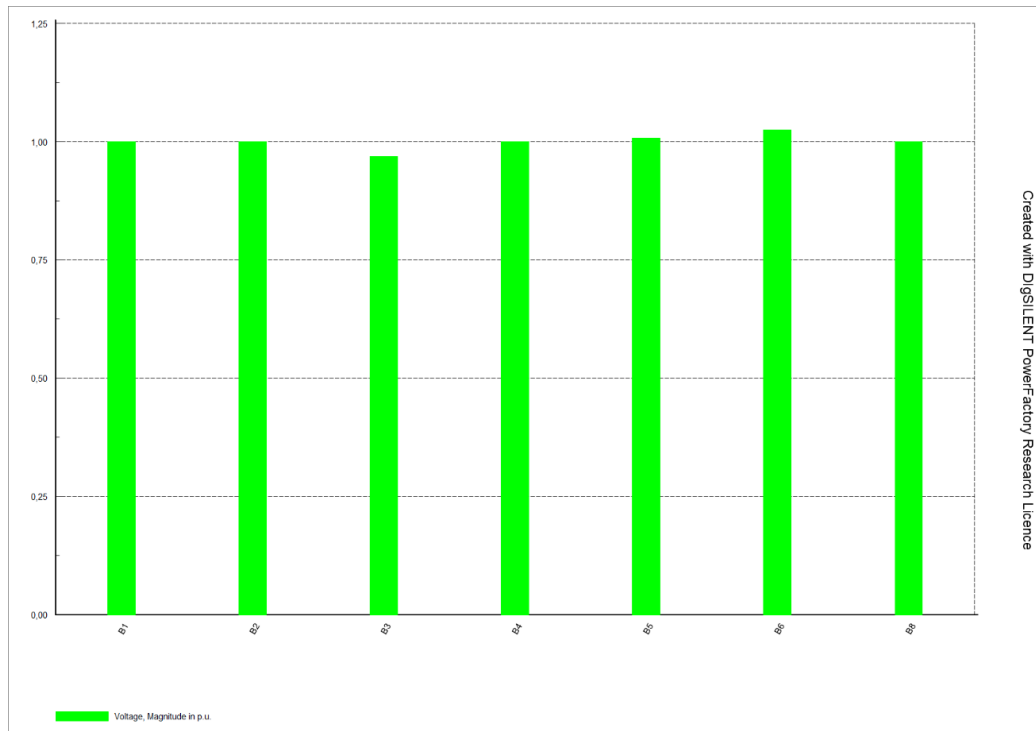


Figura 39 Tensiones Flujo de carga con GD 75%

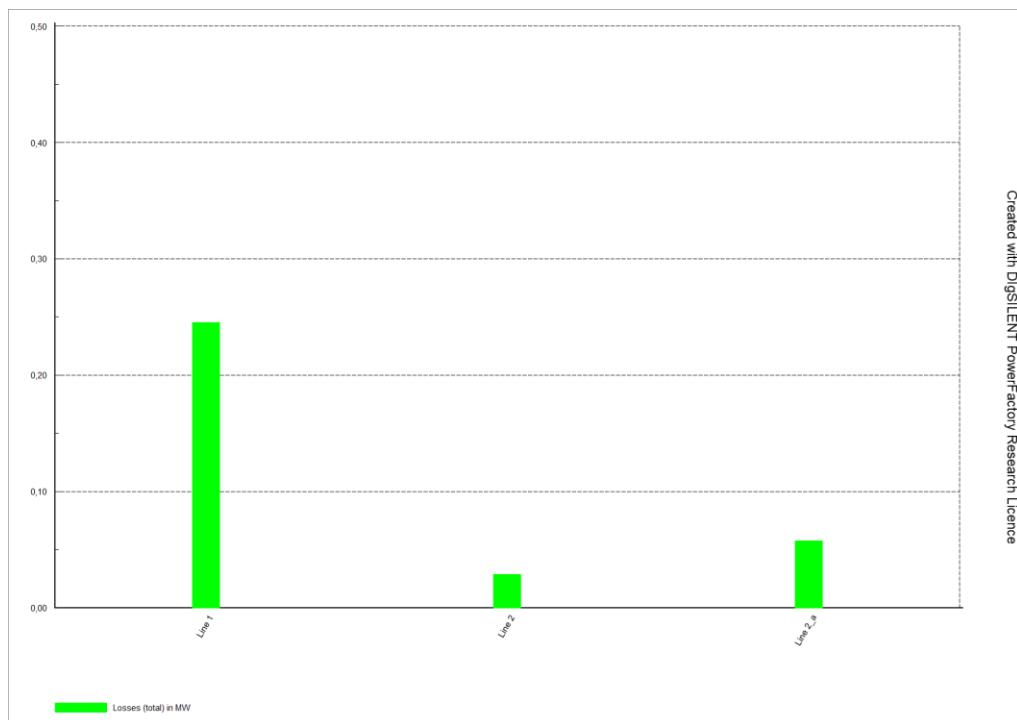


Figura 40 Pérdidas líneas flujo carga con GD 75%

Por último, el cortocircuito al final de la línea 2 se mostrará sin unidad GD y posteriormente con la GD instalada.

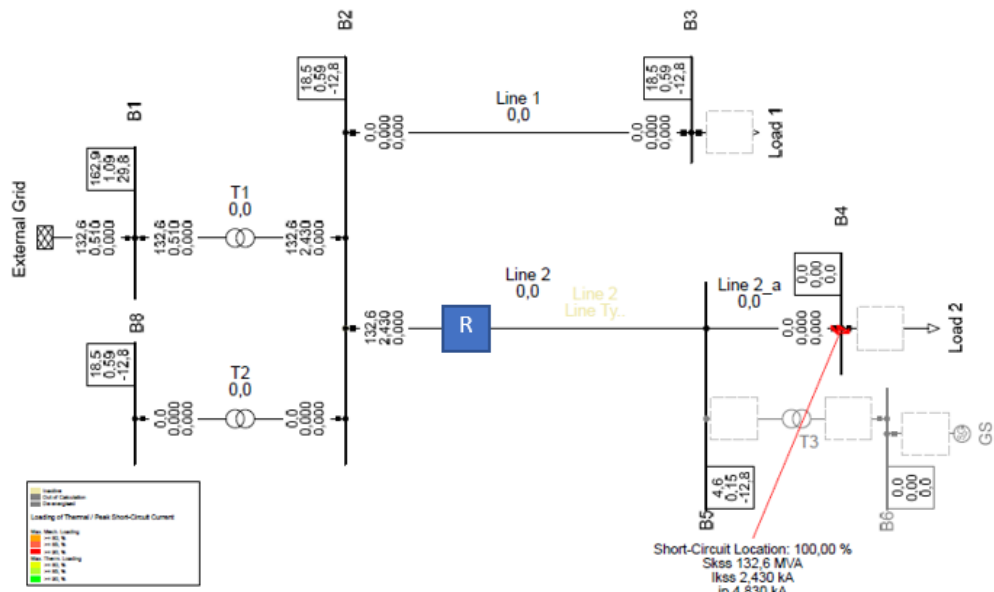


Figura 41 Cortocircuito sin GD 75%

Si comparamos la Figura 42 con la *Figura 35 Cortocircuito sin GD 50%*, no veremos cambios en la corriente de cortocircuito ni en su potencia como se explicó anteriormente, pero como se mencionó también se parecía una reducción de la tensión en la barra 5 conforme se aleja más de la barra 2.

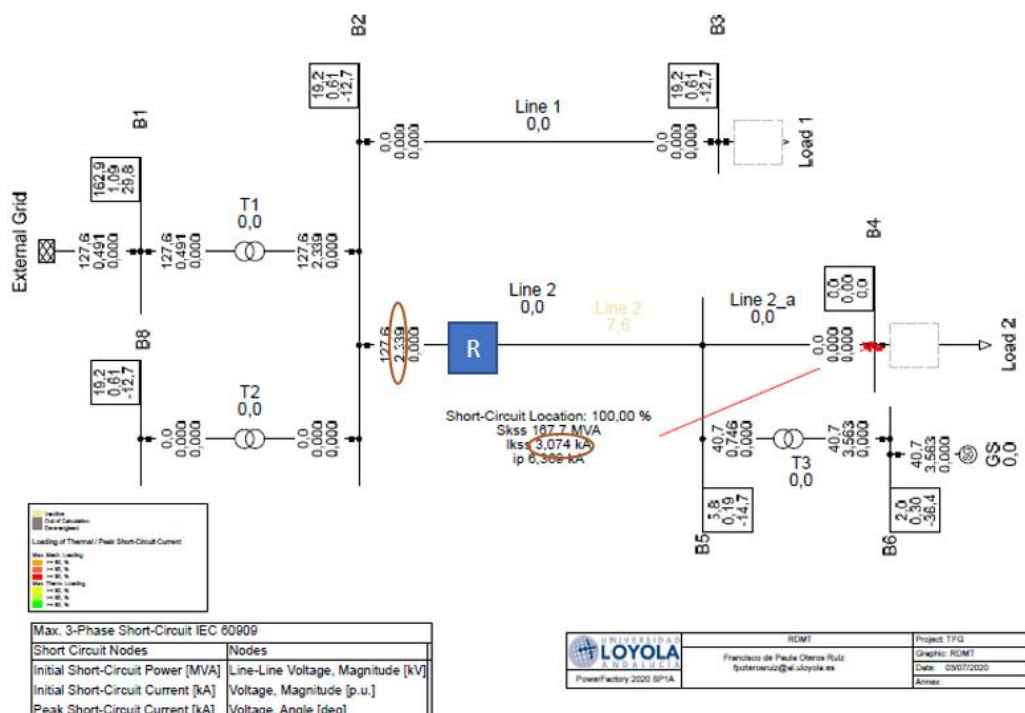


Figura 42 Cortocircuito con GD 75%

Se observa como las corrientes de cortocircuito han aumentado pero el relé sigue sin detectar la corriente de falla al final de la línea, la corriente para que



salte el relé tiene que ser de 2,430 kA, frente a los 2,339 kA visto por el relé aguas arriba. La corriente aportada por la unidad GD es de 0,746 kA.

Se aprecia además una reducción de la tensión en todas las barras, salvo la 4 que es la que sufre el cortocircuito, tal como muestra la Figura 44

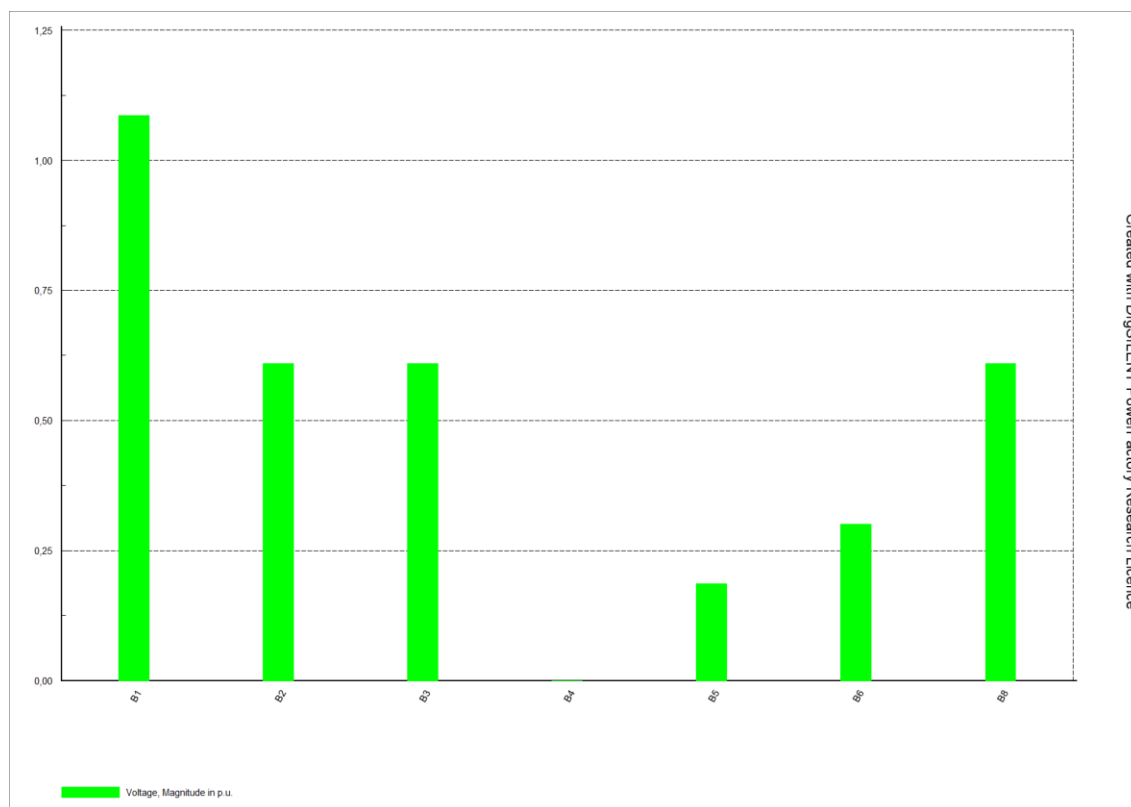


Figura 43 Tensiones barras tras el cortocircuito GD 75%

Simulación de CC	Unidad GD conectada					Unidad GD no conectada		
	$I_{ca}(kA)$	$I_{gen}(kA)$	$I_{falla}(kA)$	$V_{gen}(kV)$	$V_{gen}(pu)$	$I_{ca}(kA)$	$V_{gen}(kV)$	$V_{gen}(pu)$
Distancia respecto barra 2 (%)								
75	2,339	0,746	3,074	5,8	0,19	2,43	4,6	0,15

Tabla 10 Resultados cortocircuito 75%

## 5.2 Resultados del análisis de los escenarios

Se presenta una tabla resumen con los datos de los resultados de la simulación de la falla trifásica al final de la línea 2 con la inclusión de una unidad GD para comprobar los efectos en la protección de sobreintensidad (51).

Simulación de CC	Unidad GD conectada					Unidad GD no conectada		
Distancia respecto barra 2 (%)	$I_{ca}(kA)$	$I_{gen}(kA)$	$I_{falla}(kA)$	$V_{gen}(kV)$	$V_{gen}(pu)$	$I_{ca}(kA)$	$V_{gen}(kV)$	$V_{gen}(pu)$
25	2,238	0,505	2,741	15,6	0,5	2,43	13,9	0,44
50	2,276	0,619	2,889	11	0,35	2,43	9,2	0,29
75	2,339	0,746	3,074	5,8	0,19	2,43	4,6	0,15

Tabla 11 Resultados finales análisis de cortocircuito en la red con GD

Inicialmente la unidad GD no está conectada y se tiene en cuenta que la corriente de cortocircuito de referencia para la cual es relé está configurado es  $I_{ca}$  2.43 kA, es decir, cuando esta magnitud es medida por la protección se activa el interruptor automático y aísla la falta pues ha ocurrido un cortocircuito trifásico al final de la línea 2.

La protección está diseñada para el esquema inicialmente radial de la red sin tener en cuenta nada más que las cargas que alimenta la red de distribución. Posteriormente se conecta sin modificar la red una unidad de GD que impactará en una red no preparada para su inserción. Entonces el relé de sobrecorriente sufre el efecto correspondiente de la inyección de corriente por parte del generador que alimenta junto con la red la falta [10]. La magnitud medida por relé disminuye cuando más cerca está la GD del alimentador (debido a la reducción de los voltajes trifásicos cuando ocurre el cortocircuito [27] ) y no se corresponde con la sufrida en la red, por lo que no está protegida debidamente. Además lo más grave es que la intensidad de cortocircuito  $I_{falla}$  aumenta cuando aumenta la distancia (d) provocando mayor daño en la red [15].

Cómo se aprecia en la *Tabla 11 Resultados finales análisis de cortocircuito en la red con GD*, a medida que aumenta la distancia de la barra 5 (donde se conecta la GD) respecto a la 2 es mayor la corriente captada por el relé aguas arriba pero no se acerca al valor de disparo de la protección.

Otro efecto es que conforme aumenta la distancia la tensiones en las barras tras el cortocircuito disminuye.

# Capítulo 6

## Conclusiones

El objetivo del trabajo es abordar los efectos derivados de la implementación de la generación distribuida en la red de media tensión a nivel de distribución. Las unidades de generación afectan en gran medida a los dispositivos de protección que están contemplados para cubrir los problemas de una red de carácter radial no concebida originalmente para integrar generadores en sus líneas.

Se ha procedido a una descripción de las protecciones típicas existentes en cualquier red de distribución de forma general para entender a qué dispositivos afecta los problemas descritos. Tras la descripción de los equipos se muestra los principales problemas que globalmente afectan debido a la introducción de una GD en la red. Principalmente encontramos problemas de sensibilidad selectividad y operación de los principales elementos que componen el esquema de protección.

Para dar sentido al estudio teórico basado en la literatura correspondiente, posteriormente se somete una red modelada para su análisis. Se parte de una red sencilla para poder interpretar mejor los efectos de un generador incorporado a una línea destinada inicialmente a funcionar como alimentador. Se debe conocer inicialmente el estado de la red en la que se va a trabajar por lo que es esencial realizar un flujo de carga que determine los niveles de tensión, corriente, potencia, etc. presentes en el sistema eléctrico de potencia (SEP). Estudiada la viabilidad del SEP se realiza la conexión de una nueva barra que incorpora mediante un transformador la unidad de generación llevada a estudio en este documento.

El estudio consta principalmente de análisis de cortocircuito al final de la línea donde se implementa el generador para comprobar el efecto producido en un relé de sobrecorriente, que se denomina protección de sobreintensidad (51). Se simulan tres escenarios en los cuales la unidad de generación varía su posición a lo largo de la línea. Se utiliza el software DlgSILENT como herramienta para llevar a cabo la simulación de los diferentes escenarios. Los resultados obtenidos tras los diferentes ensayos muestran la capacidad del generador para contribuir a la falta trifásica al final de la línea junto con la contribución propia de la red. Esta contribución no solo aumenta la intensidad de cortocircuito haciéndola más peligrosa para la estructura de la red,

sino que produce “ceguera” o pérdida de sensibilidad al relé y por tanto se convierte en un problema de selectividad de la protección incapaz de detectar la falta ocurrida. Se observa también cómo varía el efecto en función de la distancia volviéndose la falta más agresiva conforme se aleja la instalación GD de la barra donde comienza la línea.

Si se utilizarán protecciones que detectaran la bidireccionalidad provocada por el generador, es decir el flujo de corriente aguas arriba, se podría aislar la falta pues si se detecta un nivel fijado como crítico de corriente en sentido ascendente la protección determinaría que ocurre una falta y activaría el interruptor automático.

Los relés direcciones permiten medir estos efectos, las protecciones de sobreintensidad direccional (67) son capaces de medir la dirección del flujo de corriente. Una opción podría ser que contando con el mismo relé utilizado que solo mide la sobreintensidad al final de la línea, se podría realizar una calibración de esta teniendo en cuenta el cambio en la magnitud de la falta, es decir una vez conocido la distancia de conexión del generador se conoce la intensidad que captaría el relé aguas arriba ante un cortocircuito luego el relé debe ser calibrado después de insertar el generador en la red.

Personalmente el estudio me ha resultado muy interesante el concebir un esquema eléctrico que derive de la generación distribuida y el autoconsumo propio una vez se garantice la seguridad y calidad de este, es un gran avance hacia una transición energética en la cual se dependa menos o casi nada de las grandes generadoras que no sean de carácter renovable, además de ser un reto tecnológico y de gran interés para el sector de la ingeniería.

# Bibliografía

- [1] A. Leiva López, «La regulación del autoconsumo de electricidad en un nuevo entorno social y tecnológico», *Rev. Vasca Adm. Pública*, vol. 110, n.º Enero-Abril 2018, pp. 117-155, 2018.
- [2] Presicce Laura, «El periplo de la regulación del autoconsumo energético y generación distribuida en España: la transición de camino hacia la sostenibilidad», *Revista Vasca de Administración Pública*, n.º 113, pp. 181-221, 2019.
- [3] E. Álvarez y U. Castro, «Generación distribuida y Autoconsumo »:, *Generación Distrib. y autoconsumo*, pp. 1-41, 2016.
- [4] G. C. Sepúlveda J., «La generación distribuida en España», 2010.
- [5] M. Latorre, C. Meza, T. D. C. Rica, y C. Rica, *Memorias Del Congreso Iberoamericano Sobre Microrredes De Generacion Distribuida De Renovables*, n.º May. 2015.
- [6] J. Trashorras Montecelo, *Subestaciones Eléctricas*, 1º edición. 2015.
- [7] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, *Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico*. 2014, pp. 1-102.
- [8] ENDESA, «NRZ104.Especificaciones particulares. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en alta y media tensión», pp. 1-22, 2018.
- [9] M. Geidl, «Protection of Power Systems with Distributed Generation : State of the Art», *Technology*, n.º July, p. 353, 2005.
- [10] D. Alcalá, «Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida», 2016.
- [11] IEEE, *ANSI / IEEE Standard Device Numbers*. 2018, p. 1.
- [12] S. y Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos*. 2003.
- [13] Schneider Electric, «Medium Voltage technical guide». .
- [14] J. M. Gers y E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks, 3rd edition*. 2011.

- [15] P. Toscano, «Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Redes de Distribución y Posibilidad de Operación en Isla», Universidad de la República, Uruguay, 2018.
- [16] ENDESA, «NRZ102. Especificaciones Particulares.Instalaciones Privadas conectadas a la red de distribución. consumidores en Alta y Media Tensión.», 2018.
- [17] FENERCOM, «Guía Básica de la Generación Distribuida».
- [18] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, C. F. Ten, y P. A. Crossley, «Islanding protection of distribution systems with distributed generators - A comprehensive survey report», *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, n.º November 2014, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596787.
- [19] K. Mäki, S. Repo, y P. Järventausta, «Blinding of Feeder Protection caused by Distributed Generation in Distribution Network», vol. 2005, n.º January, pp. 377-382, 2005.
- [20] M. Bollen y F. Hassan, «Integration of Distributed Generation in the Power System», 2011, pp. 299-366.
- [21] K. Mäki, S. Repo, y P. Järventausta, «Protection requirement graph for interconnection of distributed generation on distribution level», *Int. J. Glob. Energy Issues*, vol. 28, n.º 1, pp. 47-64, 2007, doi: 10.1504/IJGEI.2007.014924.
- [22] Bibing US, «Capítulo 3. DIgSILENT PowerFactory 3.1 Introducción». .
- [23] S. Zamora Sorí, «Flujo de Carga Newton-Raphson Acoplado Rápido con Técnicas para Orientar el Análisis en Caso de Divergencia .», UNIVERSIDAD CENTRAL “ MARTA ABREU ” DE LAS VILLAS, 1998.
- [24] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. 1985.
- [25] T. y A. D. Ministerio de Energía, *Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía*,. 2018.
- [26] C.-B. Rafael, «Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia», *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 15, n.º 2, pp. 271-286, 2014, doi:

10.1016/s1405-7743(14)72216-4.

- [27] J. Driesen, P. Vermeyen, y R. Belmans, «Protection issues in microgrids with multiple distributed generation units», *Fourth Power Convers. Conf. PCC-NAGOYA 2007 - Conf. Proc.*, pp. 646-653, 2007, doi: 10.1109/PCCON.2007.373034.
- [28] A. ALONSO HERNANDEZ, «DETECCIÓN Y OPERACIÓN EN ISLA ELÉCTRICA CON FUENTES NO REGULADAS EN REDES INTELIGENTES», UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA, 2018.
- [29] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, *Real Decreto 1110/2007, de 24 agosto*. 2007, p. 28.
- [30] A. González, «Estudio De Sobretensiones debidas a cortocircuitos fase-tierra en redes de media tensión para distintos regímenes de neutro», 2014.